



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE GUAYAQUIL

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previa la obtención del Título de:

INGENIERO ELÉCTRICO

TEMA

“Diseño e implementación del sistema SCADA en el módulo de comunicación IEC 61850 para monitoreo de los IED de los módulos de protección de sistemas de generación, líneas de transmisión y redes de distribución.”

AUTORES

Aníbal Abdón Klinger Landázuri

Ricardo César Cepeda Vásquez

DIRECTOR: Ing. Klever Filiberto Carrión Gordillo, Msc

GUAYAQUIL

2020

CERTIFICADOS DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TIULACIÓN

Nosotros, **ANIBAL ABDÓN KLINGER LANDAZURI** y **RICARDO CÉSAR CEPEDA VÁSQUEZ** autorizamos a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de titulación y su reproducción sin fines de lucro.

Además, declaramos que los conceptos, análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad de los autores.

Guayaquil, 7/05/2020



Anibal Abdón Klinger Landázuri

CI. 0930470190



Ricardo Cesar Cepeda Vásquez

CI: 0931082366

CERTIFICADO DE SESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UPS

Yo, **ANIBAL ABDÓN KLINGER LANDAZURI**, con documento de identificación N° **0930470190**, manifiesto mi voluntad y cedo a la UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado titulado **“DISEÑO E IMPLEMENTACION DEL SISTEMA SCADA EN EL MÓDULO DE COMUNICACIÓN IEC 61850 PARA MONITOREO DE LOS IED DE LOS MÓDULOS DE PROTECCIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN, LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y REDES DE DISTRIBUCIÓN”** mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de **INGENIERO ELÉCTRICO**, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la universidad facultada para ejercer plenamente los derechos antes cedidos.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscrito este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 7/05/2020



Anibal Abdón Klinger Landázuri

CI. 0930470190

CERTIFICADO DE SESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UPS

Yo, **RICARDO CÉSAR CEPEDA VÁSQUEZ**, con documento de identificación N° **0931082366**, manifiesto mi voluntad y cedo a la UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado titulado **“DISEÑO E IMPLEMENTACION DEL SISTEMA SCADA EN EL MÓDULO DE COMUNICACIÓN IEC 61850 PARA MONITOREO DE LOS IED DE LOS MÓDULOS DE PROTECCIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN, LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y REDES DE DISTRIBUCIÓN”** mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de **INGENIERO ELÉCTRICO**, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la universidad facultada para ejercer plenamente los derechos antes cedidos.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscrito este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 7/05/2020



Ricardo Cesar Cepeda Vásquez

CI. 0931082366

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN SUSCRITO POR EL TUTOR

Yo, **KLEVER FILIBERTO CARRIÓN GORDILLO**, director del proyecto de Titulación denominado “**DISEÑO E IMPLEMENTACION DEL SISTEMA SCADA EN EL MÓDULO DE COMUNICACIÓN IEC 61850 PARA MONITOREO DE LOS IED DE LOS MÓDULOS DE PROTECCIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN, LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y REDES DE DISTRIBUCIÓN**” realizado por los estudiantes, **ANIBAL ABDÓN KLINGER LANDAZURI** y **RICARDO CÉSAR CEPEDA VÁSQUEZ**, certifico que ha sido orientado y revisado durante su desarrollo, por cuanto se aprueba la presentación del mismo ante las autoridades pertinentes.

Guayaquil, 7/05/2020



Klever Filiberto Carrión Gordillo

Ing., Msc

DEDICATORIA

Dedico este proyecto a mis padres Carlos y Pilar quienes me han apoyado ardua y desinteresadamente en mi proceso para formarme como profesional, sin ellos no sería posible este gran resultado, a mis compañeros y amigos que me han iluminado en el camino a la búsqueda del conocimiento.

Aníbal Abdón Klinger Landázuri

Dedico este trabajo a Dios, a mi madre Lucia Vásquez Viver y padre Ricardo Cepeda Díaz por ser pilares fundamentales en mi vida por permitirme ser la persona que soy hoy en día, por su amor paciencia por inculcarme un valor tan importante como es la perseverancia.

Ricardo Cesar Cepeda Vásquez

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi familia por estar allí y ver mis triunfos y apoyarme incondicionalmente a pesar de mis errores

A los docentes y toda la comunidad universitaria Salesiana por no solo parte de mi formación profesional si no moral y ética.

A mis colegas de proyecto Ricardo Cepeda y al docente Klever Carrión por ser parte de este proceso y culminarlo con éxitos.

Aníbal Abdón Klinger Landázuri

Agradezco profundamente a Dios por permitir que mi familia pueda compartir este logro conmigo.

A mi familia por todos sus consejos, por su amor, sus vivencias y su paciencia.

A los docentes Klever Carrión, Carlos Chávez, y mi compañero Aníbal Klinger por ser parte de este proyecto y haberlo culminado de la mejor manera.

Ricardo Cesar Cepeda Vásquez

RESUMEN

La finalidad del presente proyecto es la creación de un sistema SCADA en el módulo de comunicaciones IEC61850, permitiendo la elaboración de una guía que detalla todo su desarrollo, donde los estudiantes de Ingeniería eléctrica podrán conocer cómo se da la implementación del estándar IEC61850 orientada a la automatización de subestaciones.

El estándar IEC61850 define 3 niveles de una subestación, entre los cuales están el nivel de campo, nivel de bahía y nivel de proceso, los mismos podrían ser simulados en el laboratorio con el sistema SCADA creado con el software LabView, el cual requiere todo un sistema de comunicaciones, modelado de datos y protocolos de comunicación que deberán ser desarrollados y enlazados conjuntamente con IEDs que disponen los tres módulos de protecciones de sistema de generación, Líneas de transmisión y Redes de distribución.

Al término del proyecto quedara un sistema eléctrico de potencia a escala diseñado en el software LABVIEW con la capacidad de visualizar y monitorear datos en tiempo real aplicando la normativa IEC61850.

Palabras clave: SCADA, IEC 61850, LABVIEW, IEC, LAN, DATOS.

ABSTRACT

The purpose of this project is the creation of a SCADA system in the IEC61850 communications module, allowing the preparation of a guide detailing all its development, where electrical engineering students can learn how the implementation of the IEC61850 standard is oriented to substation automation.

The IEC61850 standard defines 3 levels of a substation, among which are the field level, bay level and process level, these could be simulated in the laboratory with the SCADA system created with LabVIEW software, which requires a complete communications system, data modeling and communication protocols that must be developed and linked together with IECs that provide the three modules of protection of the generation system, transmission lines and distribution networks.

At the end of the project there will be a scale electric power system designed in the LABVIEW software with the ability to view and monitor data in real time applying the IEC61850 standard.

Keywords: SCADA, IEC 61850, LABVIEW, IEC, LAN, DATA.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

	Pág.
PORTADA.....	i
CERTIFICADOS DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN.....	ii
CERTIFICADO DE SESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UPS.....	iii
CERTIFICADO DE SESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UPS.....	iv
CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN SUSCRITO POR EL TUTOR	v
DEDICATORIA	vi
AGRADECIMIENTOS	vii
RESUMEN.....	viii
ABSTRACT	ix
ÍNDICE DE CONTENIDOS	x
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xvi
ÍNDICE DE TABLAS	xx
ÍNDICE DE ANEXOS.....	xxi
ABREVIATURAS.....	xxii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1	2
1 EL PROBLEMA.....	2
1.1 Descripción del Problema	2
1.2 Antecedentes	2
1.3 Importancia y Alcances.....	2

1.4	Delimitación.....	3
1.5	Objetivos	3
1.5.1	Objetivo General	3
1.5.2	Objetivo Específico.....	3
1.6	Marco Metodológico.....	3
CAPÍTULO 2		4
2	MARCO TEÓRICO	4
2.1	Sistema eléctrico de potencia (SEP)	4
2.2	Clases de sistema eléctrico de potencia	4
2.2.1	Sistema del tipo radial o antena	4
2.2.2	Sistema de tipo bucle o anillo	5
2.2.3	Sistema de tipo mallado	5
2.3	Modelado de un SEP.....	5
2.4	Subestaciones eléctricas	7
2.4.1	Definición.....	7
2.4.2	Tipos subestación eléctrica	7
2.4.3	Clasificación de las subestaciones según su función	8
2.4.3.1	Subestación de reparto o maniobra.....	8
2.4.3.2	Subestación de transformación pura	8
2.4.3.3	Subestación de transformación & maniobra.....	9
2.4.3.4	Subestación de transformación & cambio del número de fases	9
2.4.3.5	Subestación de rectificación.	9
2.4.3.6	Subestación central	10
2.5	Configuraciones típicas de subestaciones	10
2.5.1	Configuración de barra simple	11

2.5.2	Configuración de barra con bypass a la salida.....	11
2.5.3	Configuración de barra partida.....	12
2.5.4	Configuración de doble barra.....	12
2.5.5	Configuración de juego de barras con transferencia.....	12
2.6	Apararmenta eléctrica.....	13
2.6.1	Equipos de patio.....	13
2.6.1.1	El Transformador de potencia.....	13
2.6.1.2	Interruptor.....	14
2.6.1.3	Seccionador.....	15
2.6.1.4	Pararrayos.....	18
2.6.2	Sistemas de control, protección y telecontrol.....	19
2.6.2.1	Transformador de potencial (TP).....	20
2.6.2.2	El Transformador de corriente (TC).....	20
2.7	Transmisión de información.....	22
2.7.1	Los Protocolos de comunicación.....	23
2.7.1.1	IEC 60870.....	23
2.7.1.2	DNP3.....	23
2.7.1.3	MODBUS.....	24
2.7.1.4	GOOSE.....	24
2.7.2	Redes de comunicación.....	25
2.7.2.1	Por su tecnología.....	26
2.7.2.2	Por su topología.....	26
2.7.2.3	Por su alcance.....	28
2.7.2.4	Por su direccionalidad de los datos.....	28
2.8	Normativa IEC 61850.....	29

2.8.1	Niveles de subestación según IEC 61850	30
2.8.2	Modelo TCP/IP orientado a la IEC 61850	31
2.9	Perturbaciones o disturbios en SEP's.....	31
2.10	Fallas en un sistema de potencia	32
2.10.1	Fallas simétricas	33
2.10.2	Fallas asimétricas	33
2.11	Protecciones	35
2.11.1	Protección de líneas de transmisión	36
2.12	SCADA	37
2.12.1	Componentes de un SCADA	38
CAPITULO 3		40
3	ELEMENTOS PARA EL DISEÑO DE UN SISTEMA SCADA CON NORMATIVA IEC61850.....	40
3.1	Dispositivos y elementos utilizados	40
3.1.1	Módulo de protección de sistemas de generación.....	40
3.1.1.1	Bloques de alimentación.....	41
3.1.1.2	Bloque de red tipo anillo.....	41
3.1.1.3	Bloque de control.....	42
3.1.1.4	Bloque de IED	42
3.1.2	Módulos de protección de líneas de transmisión	42
3.1.2.1	Bloque de líneas de transmisión	43
3.1.2.2	Bloque de maniobras	43
3.1.2.3	Bloque de salida trifásica.....	43
3.1.3	Módulo de protección de redes de distribución	43
3.2	Fuentes y Cargas	45

3.2.1	Variac (Autotransformador variable).....	45
3.2.2	Transformadores	45
3.2.3	Motores	45
3.2.4	Cargas resistivas.....	46
3.3	Dispositivos electrónicos inteligentes.....	46
3.3.1	SEL – 751 (Relé de protección de alimentador).....	47
3.3.2	SEL – 700G (Relé de protección de generador)	48
3.4	Módulo de comunicación IEC 61850	50
3.4.1	Ordenador.....	51
3.4.2	Conmutador (Switch).....	51
3.5	Configuración de red utilizada	52
3.5.1	LAN (Red de área local)	52
3.5.2	Topología	53
3.5.2.1	Asignación de IP a dispositivos.....	53
3.5.2.2	Prueba de conexión (ping).....	54
3.5.3	ACSELERATOR QuickSet	55
3.5.4	ACSELERATOR Architect	56
3.5.5	RelabOPC Server	57
3.5.6	LabVIEW	57
CAPÍTULO 4.....		59
4	SIMULACIÓN Y MONITOREO DE UN SEP CON SCADA BAJO NORMATIVA IEC 61850	59
4.1	Condiciones de simulación	59
4.1.1	Diagrama unifilar del SEP	59
4.1.2	Conexiones de los elementos (módulos de protecciones).....	60

4.1.2.1	Conexión en Módulo de Generación	60
4.1.2.2	Conexión en Módulo de Líneas de transmisión.....	62
4.1.2.3	Conexión en Módulo de Redes de Distribución	63
4.1.3	Condiciones normales de operación.....	65
4.1.4	Condiciones de falla y Ajuste de parámetros en el IED.....	67
4.1.4.1	Protección de bajo tensión 27	68
4.1.4.2	Protección de Alto Voltaje 57.....	69
4.1.4.3	Protección de sobrecorriente Instantánea 50	69
4.1.4.4	Ajustes de función de protección 51 (sobrecorriente temporizado) ...	70
4.2	CONFIGURACION DE COMUNICACIONES IEC 61850.....	73
4.2.1	Ajuste de Parámetros IEC61850 con AcSELerator Architect	74
4.2.2	Creación de DataSet con software ASCELERATOR ARCHITEC.....	74
4.2.2.1	Configuración IEC 61850 para SEL 751 – 1	76
4.2.2.2	Configuración IEC 61850 para SEL 751 – 2 y SEL 751 -3	77
4.3	Configuración de RELAB OPC SERVER.....	79
4.4	Configuración de software de monitoreo LABVIEW	81
4.4.1.1	Diagrama de SEP en tiempo real	82
4.4.1.2	Ventana de observación de Mediciones eléctricos	84
4.4.1.3	Ventana de observación de Alarmas.....	85
4.5	Resultados	86
5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	90
5.1	CONCLUSIONES	90
5.2	RECOMENDACIONES	91
6	Bibliografía	92
	ANEXOS	99

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS ENRÍQUEZ HARPER [3].....	4
FIGURA 2: DIAGRAMA SISTEMA DE TIPO RADIAL [5].....	4
FIGURA 3: SISTEMA DE TIPO BUCLE [7].....	5
FIGURA 4: SISTEMA DE TIPO MALLADO [2].....	5
FIGURA 5: NORMAS ANSI / ISA PARA INSTRUMENTACIÓN [10].....	6
FIGURA 6: ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS [12] .	7
FIGURA 7 SUBESTACIÓN DE REPARTO O MANIOBRA [15].	8
FIGURA 8: SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN PURA [15]	8
FIGURA 9: SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN & MANIOBRA [15]	9
FIGURA 10: SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN & CAMBIO DEL NÚMERO DE FASES [15].....	9
FIGURA 11 SUBESTACIÓN DE RECTIFICACIÓN [15].....	10
FIGURA 12 SUBESTACIÓN CENTRAL [15]	10
FIGURA 13 CONFIGURACIÓN BARRA SIMPLE [2]	11
FIGURA 14 CONFIGURACIÓN DE BARRA CON BYPASS A LA SALIDA [2].	11
FIGURA 15 CONFIGURACIÓN DE BARRA PARTIDA [2].....	12
FIGURA 16 CONFIGURACIÓN DE DOBLE BARRA [2].....	12
FIGURA 17 CONFIGURACIÓN DE JUEGO DE BARRAS CON TRANSFERENCIA [2]	13
FIGURA 18 TRANSFORMADOR DE POTENCIA [9]	14
FIGURA 19: INTERRUPTOR TANQUE MUERTO [12]	14
FIGURA 20 :INTERRUPTOR TANQUE VIVO [14]	15
FIGURA 21 SECCIONADOR [15].....	15
FIGURA 22 SECCIONADOR DE CUCHILLAS GIRATORIAS [16].....	16
FIGURA 23 SECCIONADOR DE CUCHILLAS DESLIZANTES [16]	16
FIGURA 24 SECCIONADOR DE COLUMNAS GIRATORIAS [17].....	17
FIGURA 25 SECCIONADOR TIPO PANTÓGRAFO [16].....	17

FIGURA 26 SECCIONADOR TIPO RODILLA [16]	18
FIGURA 27 PARARRAYOS TIPO CABLE DE GUARDA [9].....	19
FIGURA 28 PARARRAYOS AUTOVÁLVULA [21].....	19
FIGURA 29 TRANSFORMADOR DE POTENCIAL (TP) [22]	20
FIGURA 30 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (TC) [22].....	21
FIGURA 31 RELÉ DE PROTECCIÓN [24].....	21
FIGURA 32 :RELÉS SEGÚN SU FUNCIÓN [3].....	22
FIGURA 33: PROTOCOLO DNP3 [28]	23
FIGURA 34:RELACIÓN MAESTRO- ESCLAVO [29].....	24
FIGURA 35: TRANSMISIÓN DE MENSAJE GOOSE [31]	25
FIGURA 36: TOPOLOGIA ESTRELLA [34]	26
FIGURA 37:TOPOLOGIA BUS [34]	27
FIGURA 38: TOPOLOGIA ANILLO [34]	27
FIGURA 39: TOPOLOGIA MALLA [34].....	27
FIGURA 40: COMUNICACIÓN SIMPLEX.....	28
FIGURA 41: COMUNICACIÓN DUPLEX	29
FIGURA 42: COMUNICACIÓN FULL DUPLEX	29
FIGURA 43: CARACTERÍSTICAS DE LA NORMA IEC 61850 [38].....	30
FIGURA 44: NIVEL DE SUBESTACION ELECTRICA [39]	30
FIGURA 45: PROTOCOLO TCP/IP EN IEC61850 [41]	31
FIGURA 46: FALLA TRIFÁSICA [43].....	33
FIGURA 47: FALLA DE UNA FASE A TIERRA [42].....	34
FIGURA 48: FALLA DE DOS FASES A TIERRA (B Y C) [43].....	34
FIGURA 49: FALLA DE FASE A FASE (B Y C) [43]	34
FIGURA 50:PROTECCION 50 [46].....	36
FIGURA 51:PROTECCION 51 [48].....	37
FIGURA 52: SISTEMA SCADA [52]	38
FIGURA 53 MÓDULO DE SISTEMA DE GENERACIÓN [5].....	40
FIGURA 54: MODULO DE PROTECCIONES DE LINEAS DE TRANSMISION [4]42	
FIGURA 55: MODULO DE PROTECCIONES DE REDES DE DISTRIBUCION [7]44	
FIGURA 56: MOTOR TRIFASICO 3/4 HP [53].....	45

FIGURA 57: BANCO DE RESISTENCIAS TRIFASICAS VARIABLE [53].....	46
FIGURA 58: PANEL FRONTAL Y POSTERIOR DEL RELÉ SEL 751 [27]	47
FIGURA 59: PANEL FRONTAL Y POSTERIOR DEL RELE SEL 700G [27]	49
FIGURA 60: MODULO DE COMUNICACION IEC 61850 [5]	50
FIGURA 61: ORDENADOR.....	51
FIGURA 62: SWITCH (CONMUTADOR)	52
FIGURA 63: TOPOLOGÍA HIBRIDA DE UNA RED LAN	52
FIGURA 64:CABLEADO DE RED LAN DEL LABORATORIO [5]	53
FIGURA 65: VISUALIZACION DEL ESTADO DE PING [5].....	55
FIGURA 66: INTERFAZ DE ACSELERATOR QUICKSET.....	55
FIGURA 67: INTERFAZ ACSELERATOR ARCHITECT	56
FIGURA 68: INTERFAZ DE RELAB OPC SERVER.....	57
FIGURA 69: LABVIEW	58
FIGURA 70: DIAGRAMA UNIFILAR SEP SIMULADO	60
FIGURA 71: DIAGRAMA DE CONEXIONES TRANSFORMADOR Y VARIAC [5]	61
FIGURA 72: ENERGIZACIÓN DEL BLOQUE DE RED TIPO ANILLO.....	61
FIGURA 73: DIAGRAMA DE CONEXION SEL 751 A TC Y TP.....	62
FIGURA 74: CONEXIONES DE ELEMENTOS EN EL MÓDULO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN	63
FIGURA 75: CONEXIÓN DE TRANSFORMADOR REDUCTOR EN REDES DE SISTRIBUCIÓN	64
FIGURA 76: CONEXIÓN DE CARGA Y TRANSFORMADOR DE SOBRECARGA	64
FIGURA 77: SEP SIMULADO EN LOS MODULOS DE PROTECCIONES	65
FIGURA 78: DIAGRAMA UNIFILAR EN CONDICIÓN NORMAL	66
FIGURA 79: AJUSTE DE PT Y CT DE RELÉ	67
FIGURA 80: INTERFAZ HMI - SEL 751	68
FIGURA 81: AJUSTES DE BAJO VOLTAJE	68
FIGURA 82: AJUSTE DE SOBRE VOLTAJE.....	69
FIGURA 83: AJUSTE DE FUNCIÓN DE PROTECCIÓN 50.....	70

FIGURA 84: CURVA IEC - C2 [27].....	71
FIGURA 85: ECUACION ASOCIADA A LA CURVA IEC - C2 [27].....	72
FIGURA 86: AJUSTE DE PROTECCION 51	72
FIGURA 87: DISTRIBUCION DE IEDS EN EL SEP SIMULADO	73
FIGURA 88: PARAMETROS DE COMUNICACION DE CID.....	74
FIGURA 89: EJEMPLO DE DESCRIPCIÓN DE COMPONENTES IEC 61850	75
FIGURA 90: DESCRIPCION DE NODOS LOGICOS UTILIZADOS EN EL SEP	75
FIGURA 91: DATASETS Y NODO LÓGICOS PARA REPORTE MMS DE RELE SEL 751 – 1.....	76
FIGURA 92: REPORTE BUFERIZADOS Y NO BUFERIZADOS DE SEL 751 - 1 ...	76
FIGURA 93: DATASETS Y NODO LÓGICOS PARA MENSAJERIA GOOSE DE RELE SEL 751 – 1.....	77
FIGURA 94: CONFIGURACIÓN PARA TRANSMISOR GOOSE RELE SEL 751 - 1	77
FIGURA 95: PARAMETROS GOOSE SEL 751 - 2.....	78
FIGURA 96: CONFIGURACIÓN DE PARAMETROS GOOSE SEL 751 – 3	78
FIGURA 97: ENVIO DE AJUSTE IEC 61850 PARA CADA RELÉ	78
FIGURA 98: CONFIGURACIÓN DE UN DISPOSITIVO IEC 61850	79
FIGURA 99: AGRUPACIÓN DE TAGS EN RELAB OPC SERVER	80
FIGURA 100: ESTADO DE VARIABLES ENLAZADAS	81
FIGURA 101: INTERFAZ GRAFICO DE SIMULACIÓN DE SEP	82
FIGURA 102: DIAGRAMA DE SEP EN TIEMPO REAL.....	83
FIGURA 103: ARCHIVO EN EXCEL GENERADO DURANTE LA SIMULACIÓN .	84
FIGURA 104: VENTANA DE VISUALIZACIÓN DE GENERADOR.....	84
FIGURA 105: VENTANA DE VISUALIZACIÓN DE TRANSFORMADOR.....	85
FIGURA 106: VISUALIZACIÓN DE ALARMAS.....	85
FIGURA 107: MEDICIONES REALES DE TENSIÓN DEL GENERADOR.....	86
FIGURA 108: MEDICIONES OBTENIDAS CON IEC 61850 DE VOLTAJE DE GENERADOR	87
FIGURA 109: ONDA DE TENSION DE LA FASE A REAL Y MEDIDO	87
FIGURA 110: PORCENTAJES DE ERROR EN LOS VOLTAJES DE FASE.....	89

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
TABLA 1: TABLA COMPARATIVA ENTRE REDES LAN & WAN [35].....	28
TABLA 2: IDENTIFICACIÓN INTERNACIONAL DE DIPOSITIVOS DE PROTECCIÓN [5].....	35
TABLA 3: CARACTERISTICAS DE TRANSFORMADORES	45
TABLA 4: DISTRIBUCIÓN DE LOS RELÉS SEL.....	46
TABLA 5: DIRECCIONAMIENTO IP DE LA RED LAN	54
TABLA 6: VALORES DE VOLTAJE Y CORRIENTE DE SEP NOMINALES.....	66
TABLA 7: MEDICIONES DE CORRIENTE PRACTICA IV	69
TABLA 8: MEDICIONES DE CORRIENTE PRACTICA IV	71
TABLA 9: DISTRIBUCION DE DIRECCIONES IP DE IEDS.....	73
TABLA 10: VALORES TENSIÓN MEDIDO VS REAL	88

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL RELÉ SEL 751	100
ANEXO 2: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL SERVIDOR OPC (RELAB)...	101
ANEXO 3: TABLA DE TENSIÓN POR FASES MEDIDOS EN EL GENERADOR UTILIZANDO ANALIZADOR DE REDES MERLYN GERIN PM700	102
ANEXO 4: INTERFAZ HOMBRE MAQUINA (HMI) DEL PROYECTO DISEÑADO EN LABVIEW – PANEL FRONTAL.....	105
ANEXO 5: DIAGRAMA DE BLOQUES DISEÑADO DEL INTERFAZ DESARROLLADO EN LABVIEW.....	106
ANEXO 6: CABLEADO EN EL MÓDULO DE GENERACIÓN.....	107
ANEXO 7: CABLEADO EN EL MÓDULO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	107
ANEXO 8: CABLEADO EN EL MÓDULO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	108
ANEXO 9: LECTURA DE DATOS EN EL MÓDULO DE COMUNICACIONES ...	108

ABREVIATURAS

IEC	International Electrotechnical Commission
SCADA	Supervisory Control and Data Adquisition
SEL	Schweitzer Engineering Laboratories
IED	Intelligent Electronic Device
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
TC	Transformador de Corriente
TP	Transformador de Potencial
PU	Por unidad
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Events
MMS	Manufacturing Message Specification
LAN	Local Area Network
TCP/IP	Transmission Control Protocol / Internet Protocol
IEC	IEC
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineering
TC	Transformador de corriente
TP	Transformador de potencial
KV	Kilo Voltios
KVA	Kilo Voltio Amperios
OSI	Open System Interconnection

INTRODUCCIÓN

El tema del siguiente proyecto técnico de titulación es “Diseño e implementación de Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) en el módulo de comunicación IEC 61850 para monitoreo de los IED pertenecientes a los módulos de protección”. El cual consiste en la creación de un sistema SCADA en el software LABVIEW permitiendo de esta manera poder simular un sistema eléctrico de potencia (SEP) a escala, fusionando los tres módulos de protección de redes de distribución, redes de transmisión, y redes de generación bajo el estándar de comunicación IEC61850.

Al término de este proyecto el estudiante de la carrera de Ingeniería Eléctrica tendrá acceso a este sistema SCADA en el mismo se podrán realizar prácticas en donde observarán escenarios de una subestación, visualizando variables tales como estados de los IEC, y conociendo el manejo de protocolos GOOSE y MMS.

Este proyecto consta de cuatro capítulos, el primero detalla el planteamiento del problema donde se establece las razones por la cual se desarrolla el proyecto, sus objetivos, su alcance y los beneficios que conlleva implementar este proyecto a la sociedad.

El segundo capítulo es el marco teórico, donde se selecciona la información más relevante abarcando temas como subestación eléctrica, protecciones eléctricas, automatización de subestaciones, relés de protección.

El tercer capítulo se explica la arquitectura de red del proyecto además del uso de softwares, equipos y módulos a utilizar. El cuarto capítulo desarrolla el paso a paso del cómo fue creado el sistema SCADA bajo la normativa IEC61850, incluye la comunicación, mapeo de datos, y la práctica de un sistema eléctrico de potencia simulado.

CAPÍTULO 1

1 EL PROBLEMA

1.1 Descripción del Problema

La Universidad Politécnica Salesiana sede Guayaquil, dispone de tres módulos didácticos para prácticas de protecciones eléctricas en: sistemas de generación, protección de líneas de transmisión y protección de redes de distribución; cada módulo integra relés de protección (IED) los mismos que se pueden conectar al módulo de comunicaciones IEC 61850 ya que cuenta con un switch y un PC.

El módulo de comunicaciones realiza las mediciones a través de un software proporcionado por la compañía que fabrica los relés (SEL) y estas solo se pueden realizar mediciones a un dispositivo a la vez y tampoco existe una interfaz hombre-máquina que permita visualizar con detalle los parámetros eléctricos.

Por lo que el presente proyecto diseña un sistema SCADA (HMI) que permita monitorear los datos de varios relés simultáneamente. Esta interfaz se desarrollará en el software LabView, ya que el programa es utilizado ampliamente en los cursos de ingeniería.

1.2 Antecedentes

La ingeniería eléctrica es un campo que está en constante cambio, la era digital está abarcando a esta rama de la ingeniería proponiendo un nuevo tipo de manejo a sistemas eléctricos, aumentando su productividad y mejorando el bienestar social. La universidad politécnica salesiana es partícipe de los cambios por ello sus laboratorios son sujetos a actualizaciones.

1.3 Importancia y Alcances

Habilitar el “módulo de comunicaciones IEC61850”, es fundamental para que los estudiantes utilicen nuevas tecnologías en la automatización de un SEP, con la creación del sistema SCADA, el cuerpo estudiantil lograra realizar prácticas donde visualizaran datos, parámetros y configuraciones de los dispositivos IED existentes, a través de la

norma IEC 61850, permitiendo así experimentar conocimientos prácticos aumentando su competitividad laboral.

1.4 Delimitación

El desarrollo del presente proyecto estará situado en el “laboratorio de Protecciones Eléctricas” que mantiene la Carrera de Ingeniería Eléctrica, de la Universidad Politécnica Salesiana sede Guayaquil ubicado en la dirección Robles 107 y Chambers. Se lo realizará con fines estrictamente didácticos.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo General

Diseñar e implementar un Sistema SCADA en el módulo de comunicación IEC 61850 para monitorear los diferentes parámetros que se presenten en los IED pertenecientes a los módulos de protección.

1.5.2 Objetivo Especifico

- Estudiar los módulos de protecciones de líneas de transmisión, protección de sistemas de generación y protección de redes de distribución.
- Diseñar un sistema SCADA en el ordenador del módulo de comunicación IEC 61850.
- Enlazar el sistema SCADA con los IED de los módulos de protección.
- Elaborar una guía de procedimientos de la implementación del Sistema SCADA en base a la normativa IEC6850.

1.6 Marco Metodológico

En la ejecución de este proyecto se aplicó el método de análisis y síntesis, el cual permite separar el objeto de estudio en partes y luego de ser comprendida su esencia se construye un todo. Es decir, se estudia las partes que componen el proyecto de forma individual, comenzando por realizar prácticas en los módulos de protección permitiendo conocer más su funcionamiento, especialmente, los bloques de los relés de protección (IED) [1].

CAPÍTULO 2

2 MARCO TEÓRICO

2.1 Sistema eléctrico de potencia (SEP)

Un Sistema de potencia es una red que está constituida principalmente por centrales generadoras, transporte o líneas de transmisión, redes de distribución de alta, baja tensión y cargas, como se detalla en la figura 1. Es decir, generan transmiten y distribuyen la energía eléctrica hasta los consumidores finales [2].

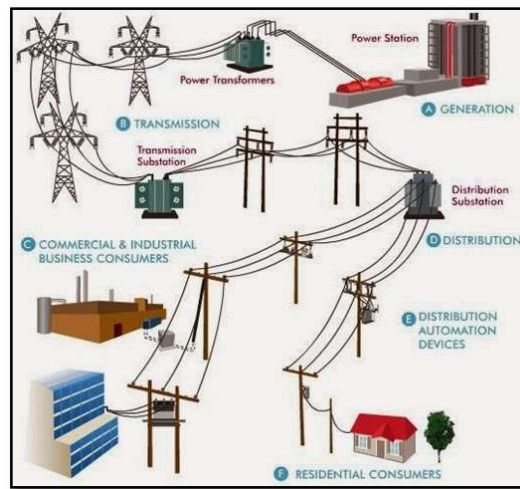


FIGURA 1: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS ENRÍQUEZ HARPER [3]

2.2 Clases de sistema eléctrico de potencia

2.2.1 Sistema del tipo radial o antena

Sistema en el cual todas las cargas están conectadas en un solo camino a un centro de alimentación como se muestra en la figura 2, presenta la desventaja de tener una baja confiabilidad ya que al presentarse una falla varias cargas quedan fuera de servicio, la ventaja es su simplicidad y bajo costo [4].

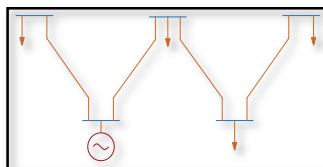


FIGURA 2: DIAGRAMA SISTEMA DE TIPO RADIAL [5]

2.2.2 Sistema de tipo bucle o anillo

Sistema que posee dos puntos de alimentación para las cargas, garantizando una mayor continuidad en el servicio como se muestra en la figura 3, por ende, aumenta la confiabilidad del sistema, su complejidad y costo [6].

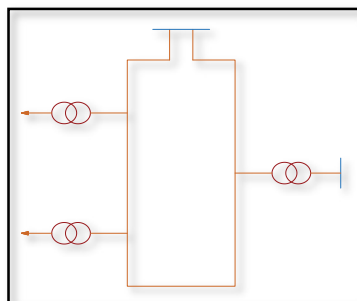


FIGURA 3: SISTEMA DE TIPO BUCLE [7]

2.2.3 Sistema de tipo mallado

Es el resultado de unir sistemas eléctricos de tipo bucle y radial como se demuestra en la figura 4, destinadas a zonas con gran densidad de carga, la alimentación puede ser por uno o varios puntos. Tienen una mayor complejidad y un alto costo [8].

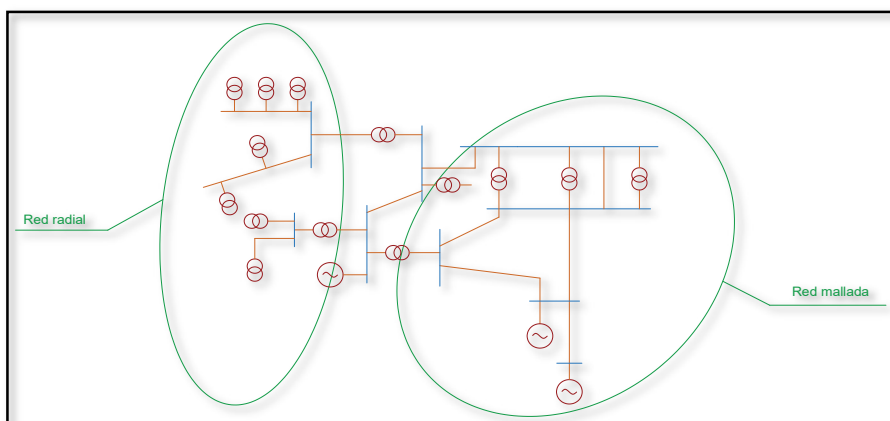


FIGURA 4: SISTEMA DE TIPO MALLADO [2]

2.3 Modelado de un SEP

Para el diseño de esquemas unifilares y el uso de sus representaciones gráficas o simbología se rige ante varias normativas, los países o regiones tienen sus propias normas o reglamentos que se desarrollan según los requerimientos y rutinas que se acumularon

por los especialistas, la figura 5 muestra algunas de las simbologías utilizadas en la normativa ANSI. Se puede citar las siguientes normas como las más usadas [9]:

- American National Standards Institute (ANSI).
- The Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. (IEEE).
- National Electrical Code (NEC)
- International Electrotechnical Comisión (IEC)
- National Electrical Manufacturers Association (NEMA)

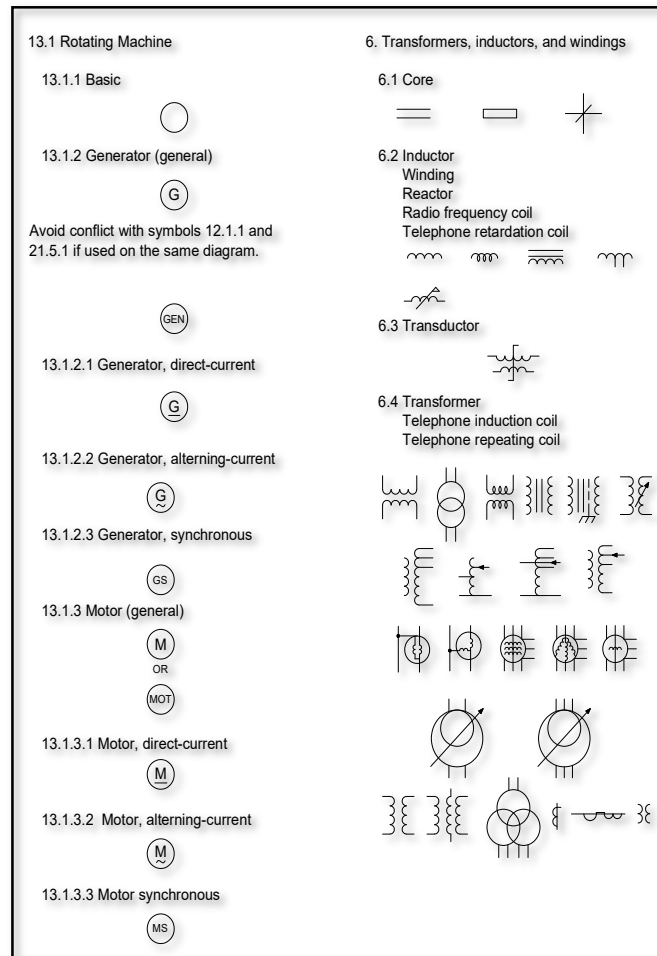


FIGURA 5: NORMAS ANSI / ISA PARA INSTRUMENTACIÓN [10]

2.4 Subestaciones eléctricas

2.4.1 Definición

Una subestación eléctrica forma parte del sistema eléctrico de potencia, la cual está constituida por equipos electromecánicos que conforman un patio de conexiones pertinentes a un mismo nivel de tensión permitiendo cambiar las características de la energía eléctrica estableciendo diferentes grados de confiabilidad y seguridad para su buen manejo, transformación y distribución de la energía [11].

Un diseño básico de generación – consumo se la muestra en la figura 6.

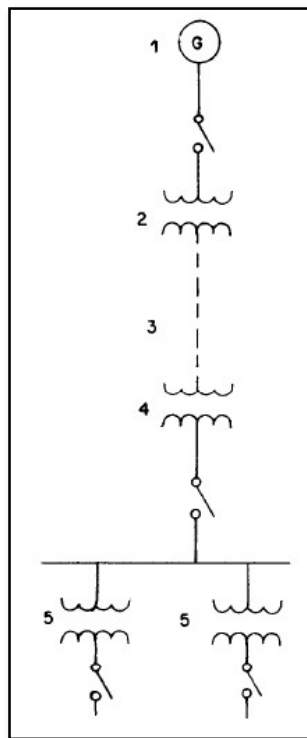


FIGURA 6: ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS [12]

2.4.2 Tipos subestación eléctrica

En términos generales las subestaciones se podrían clasificar en dos tipos. La primera son subestaciones de maniobra, las cuales están destinadas a la unión entre dos o más circuitos y sus maniobras. La segunda son subestaciones de transformación predestinadas a la transformar energía eléctrica mediante uno o más transformadores donde los secundarios

se usarán en otras actividades como la alimentación de otras subestaciones o centros de transformación [13].

2.4.3 Clasificación de las subestaciones según su función

2.4.3.1 Subestación de reparto o maniobra

Este tipo de subestación cumple la función de interconectar varios puntos de la red eléctrica, entre dos o más circuitos a un mismo nivel de tensión como se describe en la figura 7. Se podría decir, crea un sistema de tipo mallado y aumenta la fiabilidad del SEP [14].

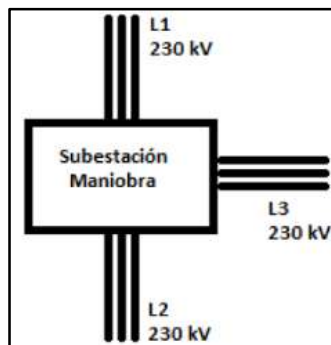


FIGURA 7 SUBESTACIÓN DE REPARTO O MANIOBRA [15].

2.4.3.2 Subestación de transformación pura

Su función es transformar niveles de tensión de un nivel superior a un nivel inferior como se detalla en los niveles de tensión de la figura 8 [2].

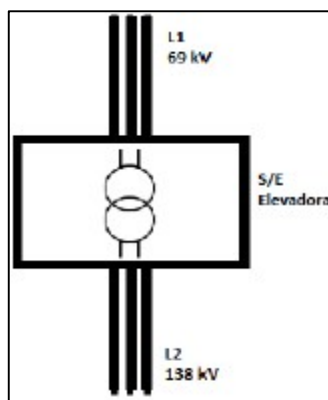


FIGURA 8: SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN PURA [15]

2.4.3.3 Subestación de transformación & maniobra

Su función es transformar niveles de tensión de un nivel superior a un nivel inferior y a la conexión entre redes de igual nivel [2], esto se visualizara en la figura 9.

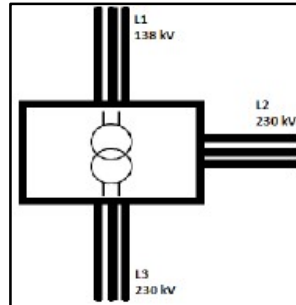


FIGURA 9: SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN & MANIOBRA [15]

2.4.3.4 Subestación de transformación & cambio del número de fases

La función de esta subestación es la alimentar a la red con distintos números de fases a la entrada y la salida, entre las más comunes es modificar una línea trifásica en dos líneas de tres fases y una línea trifásica en monofásica [8] mostrada en la figura 10.

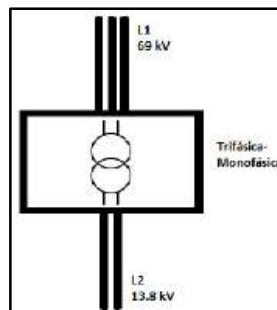


FIGURA 10: SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN & CAMBIO DEL NÚMERO DE FASES [15].

2.4.3.5 Subestación de rectificación.

Cumple la función de alimentar una red de corriente continua [14] como lo detalla la figura 11.

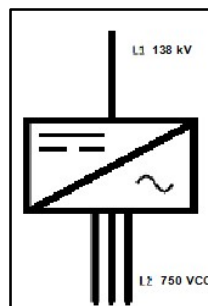


FIGURA 11 SUBESTACIÓN DE RECTIFICACIÓN [15].

2.4.3.6 Subestación central

Se acondiciona junto a centrales elevadoras su función es elevar niveles de tensión [14], como lo muestra la figura 12.

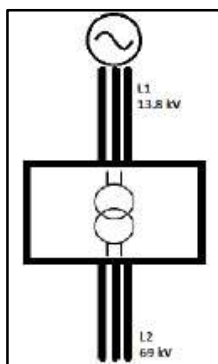


FIGURA 12 SUBESTACIÓN CENTRAL [15]

2.5 Configuraciones típicas de subestaciones

Se dispone de varias configuraciones de barras para las subestaciones usadas en un SEP, la selección de un tipo de configuración requiere de un estudio previo donde se determina la demanda de energía, posibles ampliaciones del sistema, flexibilidad y facilidad para mantenimiento y costes de instalación [12].

Se toma en consideración que las subestaciones eléctricas se encuentran interconectadas entre sí, lo cual provee varias rutas para el flujo de energía, típico de una red mallada. La idea de seleccionar una configuración de subestación es mitigar los efectos que provoque alguna falla, ya que una interrupción en una barra puede tener efectos nefastos en la red [16].

Entre las configuraciones más relevantes tenemos:

- Configuración de barra simple.
- Configuración de barra con bypass a la salida.
- Configuración de barra partida.
- Configuración de barra simple de central eléctrica.
- Configuración de juego de barras con transferencia.
- Configuración de doble barra.

- Configuración de doble barra con bypass.
- Configuración de doble barra con transferencia.
- Configuración de barra dúplex.
- Configuración de barra embarrado en anillo.
- Configuración de barra interruptor y medio.

2.5.1 Configuración de barra simple

Esta configuración consta de una barra principal para un nivel de tensión como se muestra en la figura 13, por lo que no ofrece mayor confiabilidad ya que una falla en la barra produce la interrupción del suministro de energía. Su uso va dirigido a instalaciones de baja potencia [17].

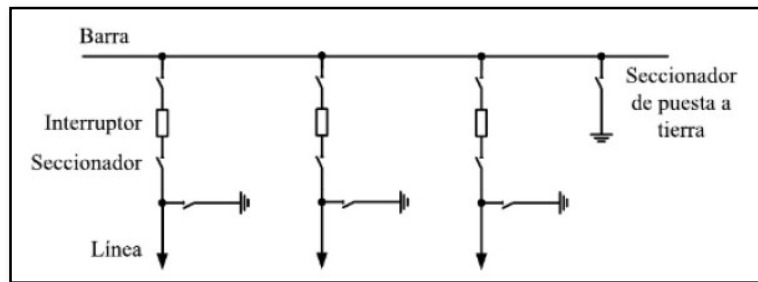


FIGURA 13 CONFIGURACIÓN BARRA SIMPLE [2]

2.5.2 Configuración de barra con bypass a la salida.

Similar al diseño de la configuración de barra simple, con la modificación de la instalación de un seccionador de by-pass ubicado de forma paralela, como se observa en la imagen 14, obteniendo una mayor flexibilidad y confiabilidad en comparación a la barra simple. Mantiene la desventaja que al presentarse una falla en la barra produce la interrupción del suministro de energía [3].

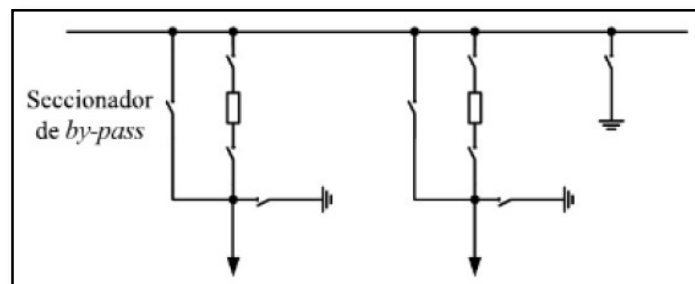


FIGURA 14 CONFIGURACIÓN DE BARRA CON BYPASS A LA SALIDA [2].

2.5.3 Configuración de barra partida

La configuración de barra partida está compuesta por una barra principal dividida en dos partes por medio de un disyuntor o seccionador de barra que indica la figura 15, posee la ventaja de deshabilitar una de las secciones en caso de presencia de falla, para que la otra sección puede trabajar sin complicaciones. Este modelo ofrece mayor flexibilidad y confiabilidad en el funcionamiento de la subestación en comparación a la barra simple o sencilla, además puede funcionar con dos fuentes de alimentación [3].

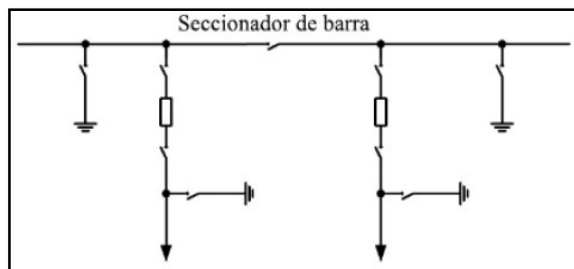


FIGURA 15 CONFIGURACIÓN DE BARRA PARTIDA [2]

2.5.4 Configuración de doble barra

Doble barra es una configuración más compleja que las antes descritas, brinda mayor confiabilidad y flexibilidad, permite controlar la energización de las barras 1 o 2 independiente como se ve en la figura 16, sin necesidad de cortar el servicio de energía, permite realizar mantenimiento a las mismas sin suspender el servicio [4].

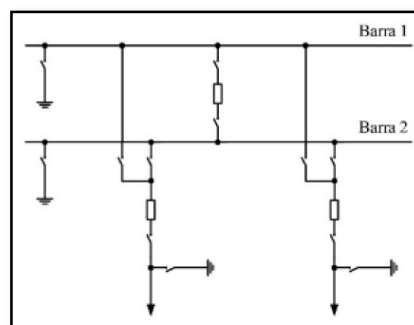


FIGURA 16 CONFIGURACIÓN DE DOBLE BARRA [2]

2.5.5 Configuración de juego de barras con transferencia

Este esquema posee el mismo principio que se presenta en el arreglo de barra simple con bypass, con la diferencia que la barra primaria y la barra de transmisión están enlazadas por

un interruptor de acoplamiento como lo muestra la figura 17 y el seccionador de bypass trabaja en conjunto con la barra de transferencia. En escenarios estándar las dos barras se encuentran energizadas [17].

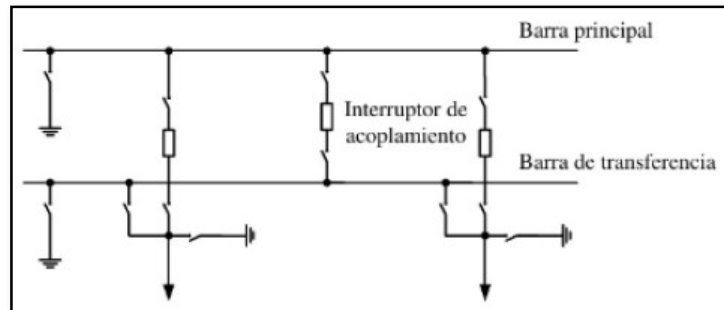


FIGURA 17 CONFIGURACIÓN DE JUEGO DE BARRAS CON TRANSFERENCIA [2]

2.6 Aparatación eléctrica

Esta se describe como el conjunto de aparatos de conexión, desconexión o maniobra con aparatos de ordenación, manejo, de medición, y protección en combinación con accesorios de las canalizaciones eléctricas, accesorios, envolventes y soportes correspondientes en cualquiera que sea su tensión [6].

Para poder clasificar la aparatación eléctrica que forma parte de una subestación, se la dividió en dos secciones principales, en la primera sección están equipos de patio y la segunda sección se encuentra los sistemas de control, protección y telecontrol, las características y cantidad de equipos varían según la configuración de subestación escogida [8].

2.6.1 Equipos de patio

Son los equipos instalados en el patio de conexiones, usualmente ubicados a la intemperie [8].

2.6.1.1 El Transformador de potencia

Estas máquinas electromagnéticas se encargan de transformar niveles de tensión manteniendo la potencia constante, teniendo en cuenta que la pérdida en el transporte de la energía eléctrica se debe a la intensidad, así que se realiza la tensión de transporte y se disminuye la intensidad. Se considera un transformador de potencia cuando trabajan con

niveles de tensión superior a 1000KVA [2], como lo muestra la figura 18. Transforma la tensión AT/AT o AT/MT y como transformador de distribución transforma de MT/BT.



FIGURA 18 TRANSFORMADOR DE POTENCIA [9]

2.6.1.2 Interruptor

Los interruptores son dispositivos de conmutación mecánica capaces de generar y romper corrientes en condiciones normales o especificadas anormales (cortocircuito). Según el tipo de diseño empleado se los clasifica como de "tanque muerto" o de "tanque vivo" [10].

El Interruptor de tanque muerto está diseñado para que sus contactos de interrupción estén encapsulados dentro de una cabina metálica conectada a tierra, rodeado típicamente de gas SF₆ o aceite como se muestra en la figura 19. La corriente eléctrica ingresa a través de los bujes de entrada de alto voltaje pasa a través del sistema de contacto y luego sale a través de otro buje de entrada de alto voltaje [11].



FIGURA 19: INTERRUPTOR TANQUE MUERTO [12]

El Interruptor de tanque vivo posee un sistema de contacto de interrupción el cual está soportado sobre columnas aislantes a cierta altura sobre el potencial de tierra, el nivel de tensión define la longitud de los aisladores que se muestra en la figura 20, pero estos no están contenidos dentro de un sistema de tanque conectado a tierra como el caso de tanque muerto. [13]



FIGURA 20 :INTERRUPTOR TANQUE VIVO [14]

2.6.1.3 Seccionador

El seccionador es un dispositivo mecánico idóneo para abrir y cerrar un circuito cuando este tenga una intensidad despreciable, así mismo tiene la capacidad de trabajar con el paso de corrientes en situaciones uniformes y durante un tiempo determinado en circunstancias anormales de corriente o cortocircuito. La figura 21 muestra un seccionador montado dentro de un patio de conexiones de una subestación eléctrica.

Por condiciones de seguridad en posición abierta se asevera a una distancia para evitar la formación de arcos eléctricos [6].



FIGURA 21 SECCIONADOR [15]

Los seccionadores según el tipo de maniobra se dividen en cuchillas deslizantes, cuchillas giratorias, postes giratorios, semipantógrafo, pantógrafo.

Los seccionadores de cuchillas giratorias son los más usados en alta tensión como se muestra en la figura 22, la cuchilla esta fija sobre una pilastra aislante centrada que es giratoria, de tal manera que cada paraje de interrupción solicita un trayecto en el aire igual a la mitad del total [3].

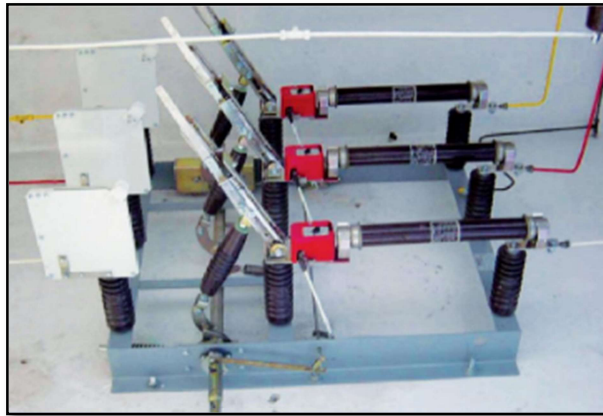


FIGURA 22 SECCIONADOR DE CUCHILLAS GIRATORIAS [16]

Seccionador de cuchillas deslizantes necesitan menos espacio físico para maniobrar, las cuales se desplazan longitudinalmente, su capacidad de desconexión comparadas al seccionador de cuchillas giratorias es de 70% inferior [17]. Un ejemplo de este tipo de seccionador se muestra en la figura 23.



FIGURA 23 SECCIONADOR DE CUCHILLAS DESLIZANTES [16]

Seccionador de columnas giratorias se utilizan en intemperie como lo muestra la figura 24, destinadas a servicio superiores a 30kv, para la ejecución de apertura o cierre [17].



FIGURA 24 SECCIONADOR DE COLUMNAS GIRATORIAS [17]

Seccionador pantógrafo como el mostrado en la figura 25 se suele usar para centros de exterior y para tensiones elevadas. Constituido por cuatro brazos horizontales cruzados y por contactos móviles, puede cumplir dos funciones una es corte de corriente y la otra interconexión de líneas eléctricas a distintas alturas [16].



FIGURA 25 SECCIONADOR TIPO PANTÓGRAFO [16]

Seccionador de tipo semipantógrafo o rodilla su uso va orientado a subestaciones de intemperie mostrada en la figura 26, con espacios pequeños entre fases. Se constituye de un contacto con movimiento en el plano vertical, soportado por dos brazos unidos entre sí y articulados [16].



FIGURA 26 SECCIONADOR TIPO RODILLA [16]

2.6.1.4 Pararrayos

Es un equipo o estructura de base estrecha que contiene un conductor vertical desde su punta a tierra, es decir dan una ruta conductiva permitiendo que las corrientes de rayos fluyan de manera segura a la tierra. Su propósito es interceptar los rayos para que no terminen en objetos ubicados dentro de su zona de protección [18].

Pueden ser utilizados para casi todos los tipos de subestaciones para brindar protección al personal y a los equipos y/o dispositivos contra los rayos. Son particularmente útiles en grandes subestaciones y aquellas de diseño de bajo perfil [19].

Existen varios tipos de pararrayos, entre estos están los de cable guarda y los de auto válvula. El tipo conductor de guarda detallado en la figura 27 es un cable que se encuentra tumbado en paralelo encima de los preceptores de voltaje de una línea de transmisión, ubicado sobre fracción más alta de la estructura, de esta manera abriga o apantalla las líneas de voltaje [9].

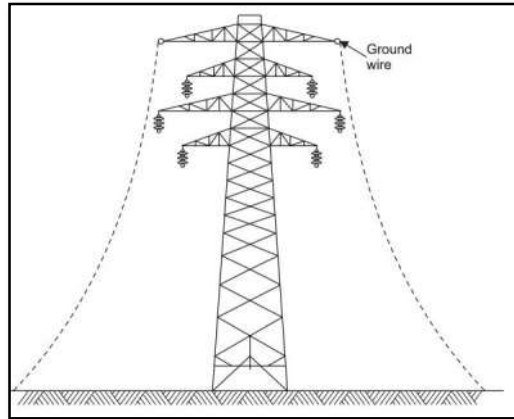


FIGURA 27 PARARRAYOS TIPO CABLE DE GUARDA [9]

Los de tipo auto válvula mostrado en la figura 28 son pararrayos de resistencia variable, normalmente usado en las redes de A.T. para proteger transformador y cables, posee un resistor que operando en condiciones normales posee un valor alto, pero al ser sometido a sobretensiones superiores permite el camino de corriente a tierra causando por microsegundos una caída de tensión en la red [20].

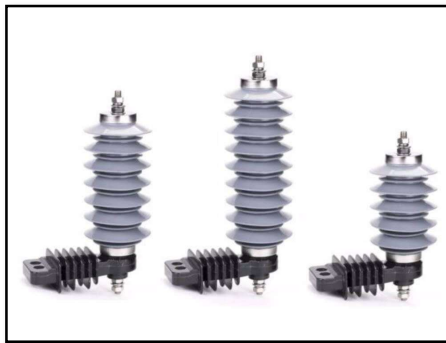


FIGURA 28 PARARRAYOS AUTOVÁLVULA [21]

2.6.2 Sistemas de control, protección y telecontrol

El sistema de control protección y telecontrol se conforma de equipos, señales e indicadores instalados de forma local o remota, todos regidos ante normativas y estándares. Cumple la función de supervisión y manejo de la subestación por parte del operador y/o centros de control. Se realiza órdenes sobre los equipos de maniobra y corte, da protección a las instalaciones de la subestación y líneas de transmisión contra faltas o cortocircuitos que se puedan producir, permite la visualización de mediciones, recepción de señales y transmisión de alarma [8].

2.6.2.1 Transformador de potencial (TP)

Es un transformador utilizado tanto para medición o protección, trabaja junto con el dispositivo de medida este será un voltímetro de bajo rango para medir un alto voltaje. El primario está conectado a través del suministro de alto voltaje y el secundario al voltímetro como lo muestra la figura 29. Como la impedancia del voltímetro es muy alta, la corriente secundaria es muy pequeña y el transformador potencial se comporta como un transformador ordinario de dos devanados que funciona sin carga. El secundario se encuentra aterrizado para evitar riesgos al personal que toma la lectura [22].

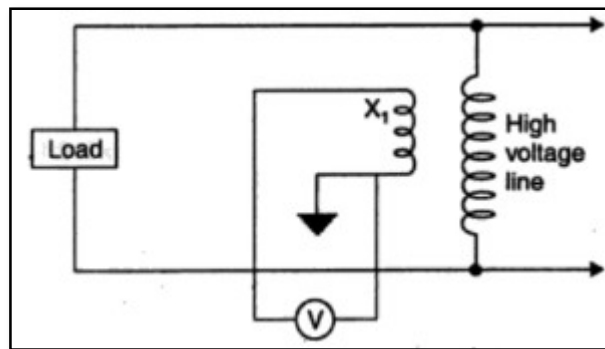


FIGURA 29 TRANSFORMADOR DE POTENCIAL (TP) [22]

2.6.2.2 El Transformador de corriente (TC)

El uso de este transformador va destinado a realizar mediciones de corriente elevadas, que no pueden ser maniobradas directamente por algún equipo de medición. Por ello una corriente alterna de alta magnitud se puede medir fácilmente mediante una combinación de un transformador de corriente y un amperímetro de bajo rango como lo muestra la figura 30.

El primario del TC a menudo se forma solo de una vuelta al llevar el conductor de línea el cual se dirige hacia el devanado secundario. El devanado secundario consiste en un numero grande de vueltas de alambre fino diseñadas para 5A o 1A según su clasificación. Por lo tanto, un transformador de corriente es un transformador elevador. El transformador de corriente tiene el secundario efectivamente en cortocircuito a través de la baja impedancia del amperímetro [22].

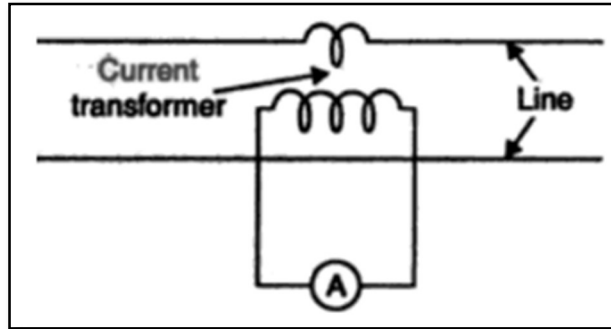


FIGURA 30 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (TC) [22]

2.5.2.3 Relés digitales de protección

Son dispositivos conocidos como IED (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) los cuales están compuestos por uno o varios procesadores con la capacidad de recepción de datos y emisión de comandos de control, integrando labores de protección, control y adquisición de datos reduciendo el espacio físico en centros de operación, salas de control, posibilitando el cambio de equipos y bases de datos redundantes, disminuyendo de esta manera los costos operativos [23]. La figura 31 muestra un relé de protección de alimentador SEL-751A fabricado por Schweitzer Engineering Laboratories.



FIGURA 31 RELÉ DE PROTECCIÓN [24]

Son la evolución de los relés de estado sólido y los relés electromagnéticos, posee la capacidad de convertir las señales analógicas obtenidas de voltaje y corrientes a señales

digitales, para así poder ser analizadas detectando fallas y del control de las señales de disparo. Poseen un módulo digital de comunicaciones, la comunicación puede ser de tipo serial, Ethernet, fibra óptica, y capacidad de configuración Internet Protocolo (IP) [25]. La siguiente figura 32 muestra la clasificación de los relés según ANSI.



FIGURA 32 :RELÉS SEGÚN SU FUNCIÓN [3]

2.7 Transmisión de información

El envío y recepción de información en subestaciones eléctricas y/o centros de transformación ocurre en los sistemas de control, protección y telecontrol. Consiste en emitir por un enlace o canal de comunicación información codificada para a su vez en el lado receptor decodifica la información convirtiéndola en señales indicativas, valor de medición u orden de maniobra. [8]

2.7.1 Los Protocolos de comunicación

Estos son grupos de reglas para el dimensionamiento de mensaje y técnicas que admiten a los equipos y programas de aplicación poder cambiar información. Los equipos que trabajan en conjunto en una red deben repetir estas reglas para que el sistema primordial de admisión para descifrar el mensaje. [26]

2.7.1.1 IEC 60870

Este es un protocolo de comunicaciones el cual adquiere la forma de comunicación cliente-servidor en una estructura de estación maestra, este posee sincronización de tiempo, reporte de eventos, priorización de información, recepción de datos ya sean estos digitales o analógicos, emplea un diseño OSI (este un sistema de interconexión de sistemas abiertos) de tres capas también posee comités de regulación para asegurar interoperabilidad [27].

2.7.1.2 DNP3

Este protocolo significa “Protocolo para Red Distribuida” que proviene del inglés Distributed Network Protocol, en estos momentos se encuentra en la versión 3.0, este es abierto y público, propone un modelo de 3 capas nivel de transporte, nivel de aplicación y nivel de enlace basado en el modelo OSI de 7 capas como lo detalla la figura 33. Su principal comunicación es la de tipo maestro esclavo. [28] .

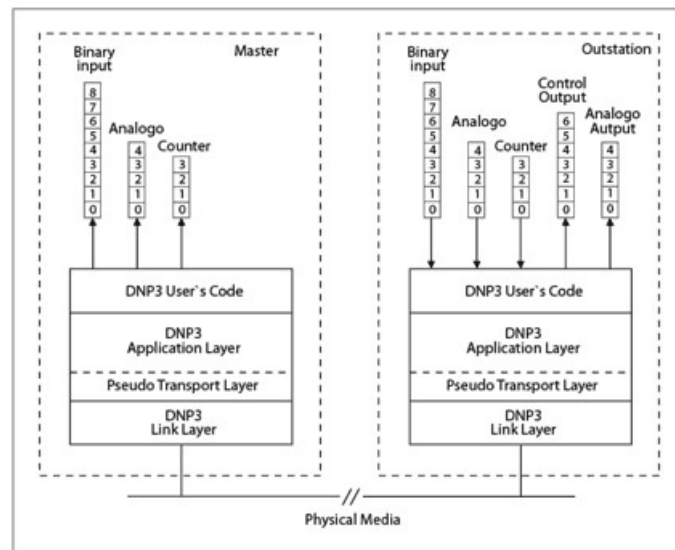


FIGURA 33: PROTOCOLO DNP3 [28]

2.7.1.3 MODBUS

Se lo puede definir como un protocolo solicitud-respuesta usando como analogía maestro esclavo, la comunicación se realizará siempre en pares, eso quiere decir que un dispositivo realizara una deferencia y luego esperara una respuesta como lo indica la figura 34, el equipo de inicio es responsable de formar cada réplica por lo frecuente este es un (HMI) y el esclavo es un sensor, las solicitudes, réplicas y las capas de la red se definen por los diferentes niveles que posee el protocolo. [29]

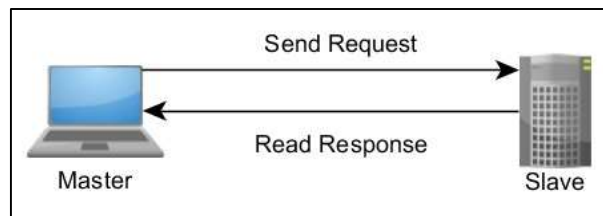


FIGURA 34:RELACIÓN MAESTRO- ESCLAVO [29]

2.7.1.4 GOOSE

GOOSE proviene del inglés (Generic Object Oriented Substation Event), se los define como paquetes de datos que permiten traspasar mediante el Ethernet en forma fija e intervenida por los eventos que se presenta en los errores, al momento de transmitir este dependerá de los dispositivos enlazados al IEC 61850 con la fibra óptica y las señales que se emitirán por el Switch [30].

Los mensajes GOOSE tienen a su haber una etapa fundamental (T_{max}), si no existe un cambio en los mensajes, si llegase a existir se despacha a (T_{min}), hasta retornar a la fase principal si este no cambia de fase, es esta transmisión constante la que permite descubrir errores en la entrega o saber si un conducto de comunicación está interrumpido utilizando bloques lógicos. [31].

En la siguiente figura 35 se observa un ejemplo de la señal de intensidad sobre un mensaje GOOSE.

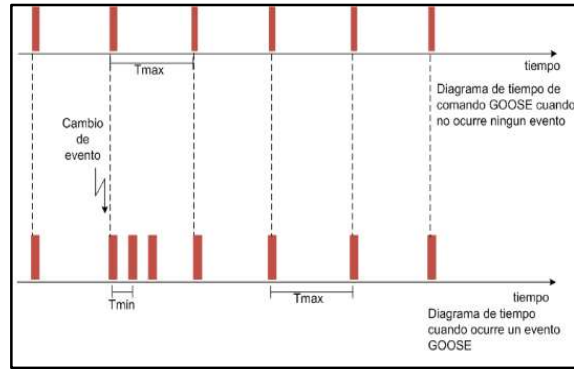


FIGURA 35: TRANSMISIÓN DE MENSAJE GOOSE [31]

2.7.2 Redes de comunicación

Al hablar de redes de comunicación tecnológica se definirá como la unión de varios dispositivos enlazados entre sí, estos se enlazan de diferentes maneras ya sea por un medio físico o no físico (físico refiriéndose a cables o no físico a conexión inalámbrica), esta se llevará a cabo con el fin de enviar datos y servicios. [32]

Las redes se clasifican de diferentes maneras, entre sus principales clasificaciones están las siguientes:

- Por su tecnología
- Por su topología
- Por su alcance
- Por su direccionalidad de los datos

Para la ejecución del presente proyecto se empleó la comunicación multipunto (por su tecnología) debido a que posee la capacidad física de difusión (broadcast), en otras palabras, el servidor emite un mensaje que será leído por todos los IED conectados a la red. Se empleó una red de tipo estrella (por su topología) utilizando el switch que dispone el módulo IEC61850 centralizando la red, permitiendo crear diversas prácticas agregando o quitando IEDS.

El proyecto se desarrolla en la LAN (por su alcance) ya que los IED a utilizar operan dentro de un área pequeña, se da una comunicación full duplex (Por su direccionalidad de los datos) ya que se envía y se recibe datos como mediciones de voltajes y corrientes de los IED todo esto al mismo tiempo.

2.7.2.1 Por su tecnología

- **Punto a Punto**

Estas solo conectan dos nodos, al ser redes tan pequeñas los participantes actúan como receptores o emisores según sean sus necesidades, son fáciles de instalar, poseen un problema que se presenta cuando esta se amplía, debido a que deben de poseer una correcta distribución y orden en los centros que se deseen instalar. [33]

- **Multi punto**

Estas se conectan con un solo cable en ellas se comparten el mismo enlace a diferentes dispositivos, pueden usar el enlace de manera simultánea, una de las principales ventajas es su bajo costo con respecto a la su contraparte. [33]

2.7.2.2 Por su topología

- **Estrella**

Estas son de conexión punto a punto, se conectan utilizando cables independientes por lo general cables trenzados, gran parte de las redes locales usan este tipo de topología, cada concentrador se conecta con un cable independiente este transmite las señales a cualquier puerto. [33] La figura 36 muestra un esquema básico de una tipología de tipo estrella.

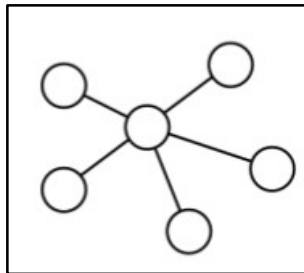


FIGURA 36: TOPOLOGIA ESTRELLA [34]

- **Bus**

Esta tipología posee un solo canal del cual se derivan las estaciones, difundiéndose la información por todas ellas como se muestra en la figura 37. Se pueden conectar varios equipos, si llegase a fallar un equipo la comunicación seguiría fluyendo, este tipo de

conexión puede realizarse de diferentes maneras por cable trenzado o fibra óptica. Posee la desventaja de congestionamiento de información. [35]

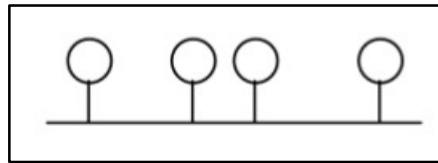


FIGURA 37: TOPOLOGIA BUS [34]

- **Anillo**

Este tipo de conexión está dada en que se posee solo una entrada y una salida como se muestra la figura 38, cada estación está unida a su vecina por un solo enlace, es de fácil instalación y de modificación (colocar nuevas estaciones o nodos) presenta la desventaja que al presentarse uno solo fallo en un nodo la red quedara inoperable. [35]

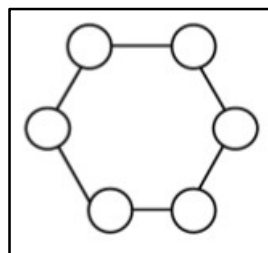


FIGURA 38: TOPOLOGIA ANILLO [34]

- **Malladas**

Todos los nodos se encuentran interconectados como lo muestra la figura 39, es decir que entre cada par de estaciones existe un canal punto a punto dedicado con lo cual se puede llevar los mensajes o datos de un camino a otro realizando múltiples transmisiones simultaneas. Presenta la ventaja de tener varios enlaces si llegase a fallar un equipo esta red no dejaría de funcionar. [35]

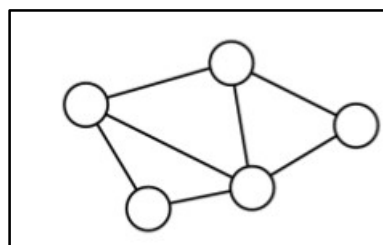


FIGURA 39: TOPOLOGIA MALLA [34]

2.7.2.3 Por su alcance

- LAN

Proviene del inglés “Local Area Network” su traducción sería red de área local, estas pueden conectar diferentes computadoras, pero en un área pequeña como un hogar o edificio, también son conocidas como Ethernet a 10Mb/s, estas redes no han cambiado desde los años 80. [36]

- WAN

Denominadas como redes de área amplia (Wide Area Networks) estas tienen un gran alcance ya que se usan para comunicación de estaciones geográficamente distantes (mayor a 10km), aunque las terminales que forman parte de estas redes son limitadas, estas suelen pertenecer a empresas u organizaciones por lo cual se deben alquilar de manera privada. [36]

TABLA 1: TABLA COMPARATIVA ENTRE REDES LAN & WAN [35]

	LAN	WAN
<i>Alcance</i>	10 m → 1 Km	> 10 Km
<i>Velocidad</i>	> 10 Mbits/s	< 10 Mbits/s
<i>Tipo Sistema</i>	Sistemas Distribuidos	Ordenadores Autónomos
<i>Control</i>	Control por el Usuario/Empresa	Control por empresas u organismos nacionales
<i>Medio</i>	Cable Privado	Red Telefónica/Datos
<i>Transmisión</i>	Digital	Analógica/ Digital
<i>Errores</i>	1 en 10 ⁹	1 en 10 ⁵
<i>Tecnología de difusión</i>	Difusión amplia	Punto a Punto
<i>Topología</i>	Bus, Anillo	Malla, Estrella

2.7.2.4 Por su direccionalidad de los datos

- Simplex

El modo simplex solo permite la comunicación unidireccional como lo detalla la figura 40, utiliza toda la capacidad de la vía para transportar los datos en una dirección. [37]

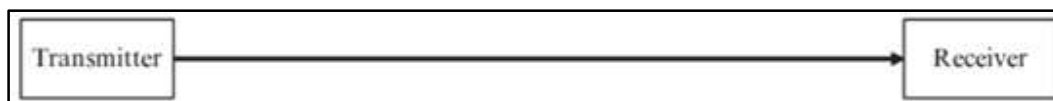


FIGURA 40: COMUNICACIÓN SIMPLEX

- **Semi-Dúplex**

Son denominadas como conexiones alternativas en estas los datos fluyen a través de los enlaces en una y otra dirección, es decir son de tipo bidireccional como lo muestra la figura 41, aunque no al mismo tiempo en este tipo de conexión la transmisión se efectúa una después de otra. [37]

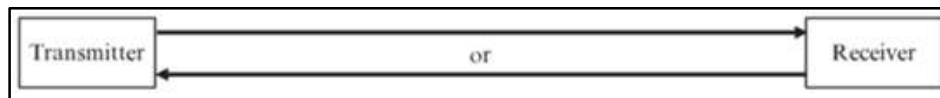


FIGURA 41: COMUNICACIÓN DUPLEX

- **Full-Dúplex**

En este modo es bidireccional y ambas estaciones pueden enviar y recibir información simultáneamente como lo detalla la figura 42. En su gran mayoría es usada por sistemas de comunicación actuales, un ejemplo de este sistema es la red telefónica, ya que en esta las personas pueden hablar y escuchar al mismo tiempo. [37]

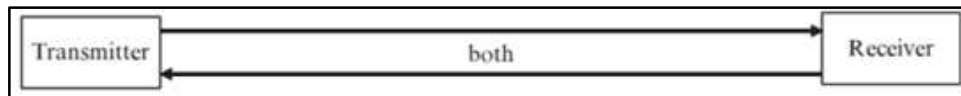


FIGURA 42: COMUNICACIÓN FULL DUPLEX

2.8 Normativa IEC 61850

Es un modelo internacional, que surge de la escasez de unificar protocolos tales como el Goose, Modbus, DNP3, etc.). El objetivo de esta norma, es el control de la subestación ya no depende de los fabricantes, lo cual permite un mayor avance en su automatización, entre muchas de sus novedades es el uso de la redes LAN en subestaciones, lo cual permitirá dejará atrás el uso del cable de cobre con esto se reducirá el cableado en las subestaciones, al introducir la red LAN es su enorme grado de escalabilidad (se define como la capacidad de crecer en magnitud) [38]. Esta normativa presenta varios beneficios los mismos que se detallan en la figura 43.

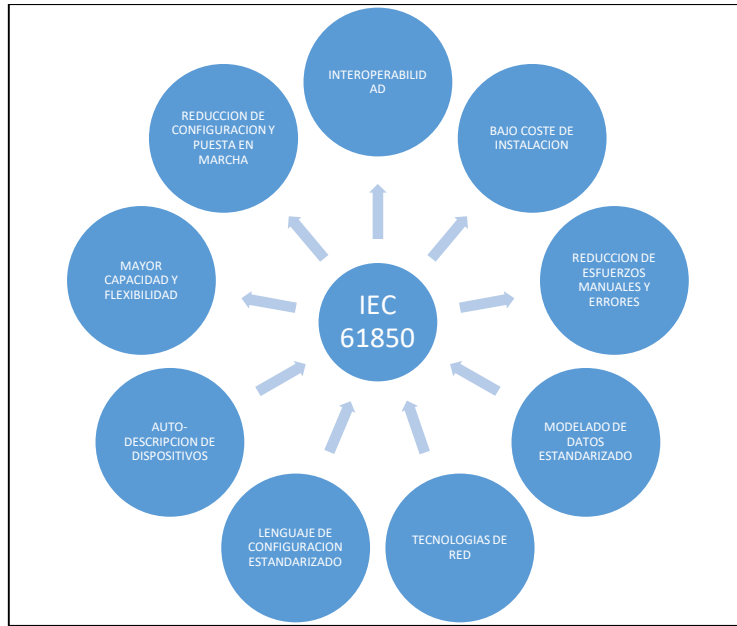


FIGURA 43: CARACTERÍSTICAS DE LA NORMA IEC 61850 [38]

2.8.1 Niveles de subestación según IEC 61850

La normativa IEC61850 define 3 niveles de una subestación eléctrica, como lo detalla la figura 44:

- Nivel de proceso
- Nivel de bahía
- Nivel de estación

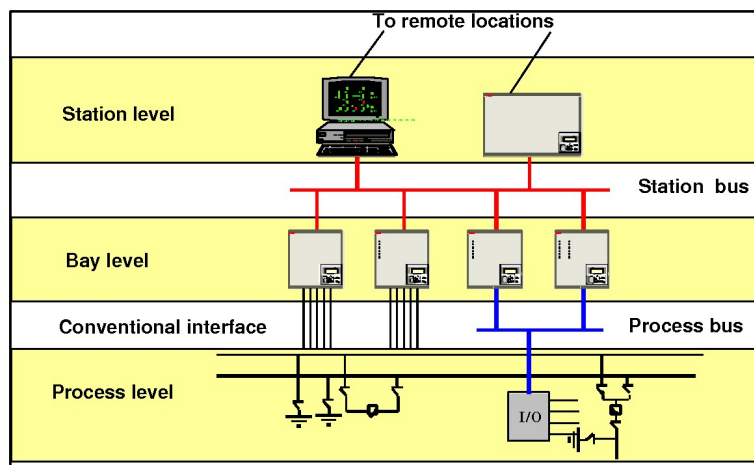


FIGURA 44: NIVEL DE SUBESTACION ELECTRICA [39]

- El nivel de estación
En este nivel se encuentran están ubicados los ordenadores, sistema SCADA, software, las interfaces hombre-máquina (HMI) y unidades centrales (GW) para las conexiones a los centros de control. [40]
- El nivel de la bahía
Nivel medio donde se ubica los sistemas de protección y control distribuido. Estos equipos son responsables de realizar las funciones de protección y el control de la bahía donde se ubican tales como los switch y los IED'S. También pueden incluir implícitamente la funcionalidad de todo el sistema. [40]
- El nivel de proceso
Nivel inferior donde se encuentra ubicada la aparamenta eléctrica, incluidos los sensores transformadores de corriente, transformadores de potencial, dispositivos actuadores que son requeridos para controlar y operar la aparamenta. [40]

2.8.2 Modelo TCP/IP orientado a la IEC 61850

Se observa en la figura 45 la asociación de cada uno de los protocolos IEC 61850 con las respectivas capas del modelo de referencia TCP/IP.

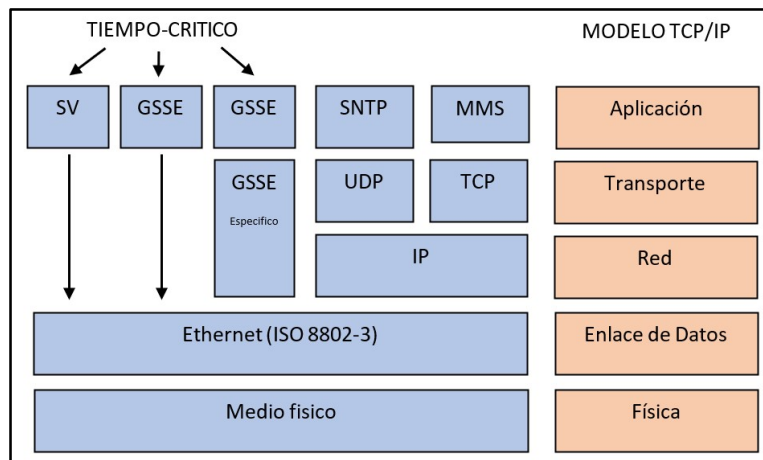


FIGURA 45: PROTOCOLO TCP/IP EN IEC61850 [41]

2.9 Perturbaciones o disturbios en SEP's

Si las condiciones son uniformes un SEP deberá mantener sus variables dentro de condiciones normales de maniobra. Durante el procedimiento suceden perturbaciones,

como errores, aumentos de carga, mermas de carga, salida de operación de elementos del sistema, aumentos en la generación, etc., estas variables no permanecen paralizadas y las diferenciaciones responden a la dimensión del fallo que acontece. Los tipos de sucesos en los SEP tienen distintas perturbaciones las cuales dependen esencialmente del tiempo que dura el evento y de su origen. Estas pueden ser : [42].

- **Perturbaciones Transitorias** Estos fenómenos son esencialmente los errores del SEP y se consideran de limitada persistencia debido al rápido actuar de los relés de protección y operación de los interruptores. Por lo general estos sucesos tienen una duración de 8 a 16 ciclos y son estudiados para fijar las causas de estos problemas.
- **Perturbaciones de Corta Duración** Son acontecimientos en los que se incluyen todos los fallos originados al despejar las fallas en el SEP, se suelen originar en casos como: operaciones de recierres, pérdidas de generación, merma en equipos de la red de transmisión, cargas enormes donde la estabilidad del sistema puede verse o no afectada, la persistencia de este tipo de eventos está entre 20 y 60 ciclos.
- **Perturbaciones de Larga Duración** Esta encierra los incidentes que perturban la permanencia del SEP, estas son: vaivenes de energía, conmutaciones de frecuencia y complicaciones poco comunes de tensión.
- **Perturbaciones de Estado Estable** También existen disturbios en los SEP en los que la maniobra de estos no la afecta, no así a idoneidad de la potencia. Estos contienen dificultades por que aparecen los armónicos los cuales son causados por acción de la carga y/o la correlación de los aparatos de la red.

2.10 Fallas en un sistema de potencia

Al analizar los errores más comunes en los SEP estas se las realiza con el propósito de estudiar los valores de tensión existentes en los barrajes, la intensidad y la energía que fluye en las líneas mientras dure un disturbio, al saber de los problemas que estos fallos provocan en los equipos de la red, podremos exponer la protección adecuada a los equipos que forman el SEP [43]. Los problemas que se pueden catalogar en fallas asimétricas y fallas simétricas:

2.10.1 Fallas simétricas

Este tipo de fallas de un tipo se presentan en los SEP se denominan fallas trifásicas.

- **Falla trifásica**

Es una falla sincrónica en la que las tres líneas eléctricas se relacionan fuertemente a tierra; estas se pueden observar como un sistema bamboleado mostrado en la figura 46.

La repetición de ocurrencia de este problema es muy baja solo suceden un 4% de todas las fallas que se presentan. La impedancia entre cada línea y el punto común son la misma.

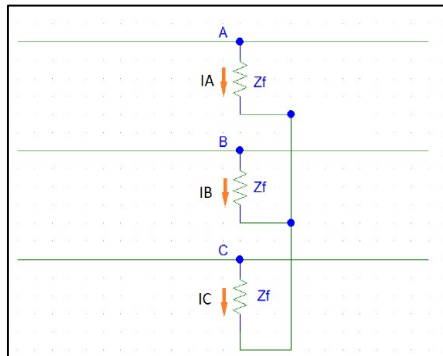


FIGURA 46: FALLA TRIFÁSICA [43]

2.10.2 Fallas asimétricas

Este tipo de falla depende de en qué punto del SEP se origine, tiene más recurrencia que la falla trifásica simétrica. la falla de una línea a tierra puede ser más alta que la intensidad de falla trifásica a tierra.

Se examinarán tres tipos de fallas asimétricas en equivalente a la tierra, estas son:

- Falla de una fase tierra.
- Falla de dos fases a tierra.
- Falla de línea a línea.

- **Falla de una fase a tierra**

Al analizar las fallas en los SEP, nos encontramos con el caso particular de la falla de una

fase a tierra como podemos ver en la figura 47, lo primero que se debe hacer es instaurar las tensiones y la intensidad de las fases en el estado de la falla.

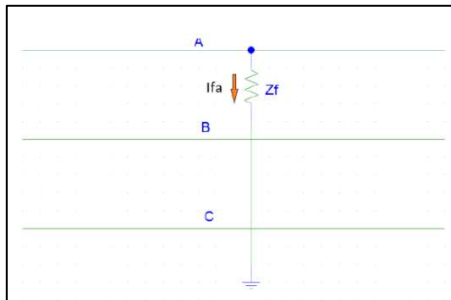


FIGURA 47: FALLA DE UNA FASE A TIERRA [42]

- **Falla de dos fases a tierra**

Las dos fases a tierra se visualizan entre las fases b y c, como se muestra en el diagrama de la figura 48. La falla de dos fases a tierra se efectúa a través de una impedancia de falla, como se enseña en la figura 48.

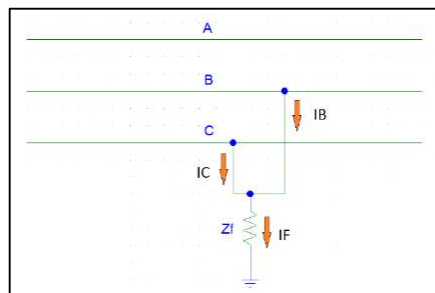


FIGURA 48: FALLA DE DOS FASES A TIERRA (B Y C) [43]

- **Falla de fase a fase**

La falla entre líneas se la discurre entre las líneas c y b tal como se exterioriza en el diagrama de la figura 49. Los contextos que se efectúan en los voltajes e intensidades de fase son:

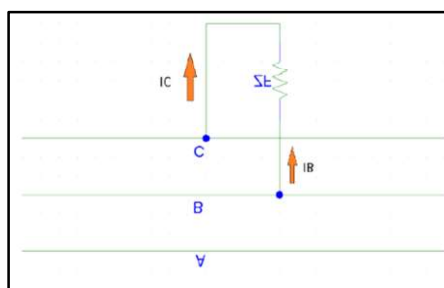


FIGURA 49: FALLA DE FASE A FASE (B Y C) [43]

2.11 Protecciones

Las protecciones son parte importante en los sistemas de potencia, ellos evitan los dispositivos o equipos interconectados sufran daños, debido a fallas que pueden ser muy simples y que se logren extender sin control alguno, la función de estos métodos de protección es cercar la parte en la cual se ha producido el problema o falla [44]. La siguiente tabla 2 especifica algunos de los distintos tipos de protecciones que existen y el código ANSI de cada uno de ellos.

TABLA 2: IDENTIFICACIÓN INTERNACIONAL DE DIPOSITIVOS DE PROTECCIÓN [5]

FUNCIÓN	NÚMERO ANSI
RELÉ DE DISTANCIA	21
DISPOSITIVO DE CHEQUEO DE SINCRONISMO	25
DISPOSITIVO TÉRMICO	26
RELÉ DE BAJO VOLTAJE	27
RELÉ DE POTENCIA INVERSA	32
RELÉ DE CAMPO DE EXCITACIÓN	40
BREAKER DE CAMPO DE EXCITACIÓN	41
RELÉ DE SECUENCIA NEGATIVA	46
RELÉ TERMICO	49
RELÉ DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEO	50
RELÉ DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO	51
INTERRUPTOR DE POTENCIA	52
RELÉ DE SOBREVOLTAJE	59
RELÉ DE PRESIÓN, FLUJO O NIVE DE LÍQUIDOS Y GASES.	63
RELÉ DE PROTECCIÓN A TIERRA.	64
RELÉ DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL.	67
RELÉ DE ALARMA	74
RELÉ DE RECIERRE.	79
RELÉ DE FRECUENCIA	81
RELÉ RECEPTOR DE ONDA PORTADORA	85
RELÉ AUXILIAR CON BLOQUEO.	86

RELÉ DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL.	87
RELÉ AUXILIAR DE DISPARO.	94

2.11.1 Protección de líneas de transmisión

- **Protección de sobre corriente instantáneo (50)**

Este se maneja de forma instantánea es decir su grafico no posee variación en el tiempo como se muestra en la figura 50, cuando existe una intensidad muy alta, este indicara un fallo en el equipo que está siendo resguardado, el tiempo de maniobra es de 3 ciclos (0.05 segundos) [45].

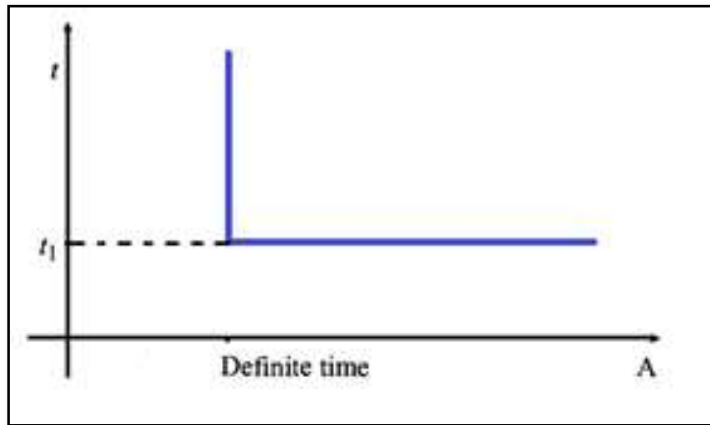


FIGURA 50:PROTECCION 50 [46]

- **Protección de sobre corriente con retraso de tiempo (51)**

Este equipo posee una particularidad de tiempo definida de forma contradictoria como lo indica la figura 51, es decir que a mayor corriente registrada menor será el tiempo en accionar la protección del relé [47].

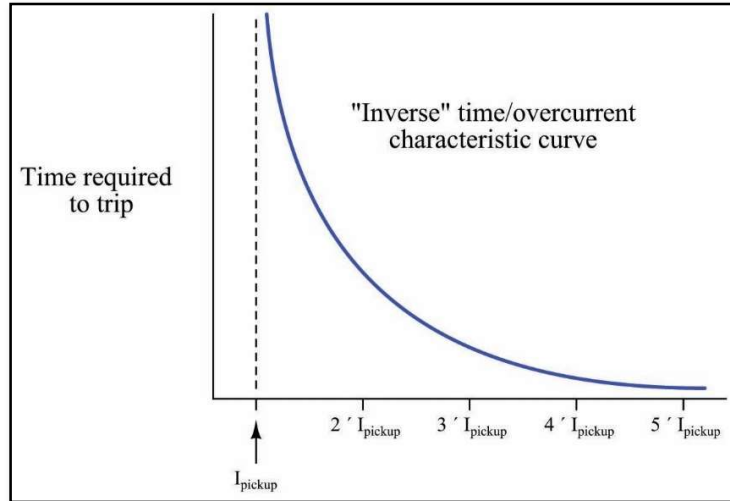


FIGURA 51:PROTECCION 51 [48]

- **Protección de distancia (21)**

Estos son empleados para la defensa de líneas de transferencia de media y alto voltaje, existen los reveladores de recorrido tipo admitancia (21L) y los relés de distancia tipo inductancia (21G), se usan este tipo debido a sus características de impedancia o reactancia de la línea y las demás cuantificaciones como son voltaje, corriente, potencia, carga, etcétera [49].

- **Protección de bajo voltaje (27)**

Es una protección orientada a sistemas monofásicos utilizado en embarrado que alimentan motores. Cuando un motor sufre un corte de alimentación de voltaje se mantiene una tensión en los bornes debido a la inercia del equipo, esto hace que sea imposible que el motor se restablezca de forma rápida, ya que esta tensión puede provocar una reconexión en oposición de fase. Esta protección no autoriza un nuevo arranque hasta que la tensión remanente este dentro del umbral de reglaje de la protección. [50]

2.12 SCADA

Supervisory Control and Data Acquisition que al traducir al español se denominaría como Supervisión de Control y Adquisición de Datos, estos procedimientos se refieren a un sinnúmero de programas que accede a datos remotos, dentro de procesos en cual se utilizan equipos de control necesarias, este sistema a menudo lo suelen interpretar como

si se tratase de un sistema de control, lo cual es muy distante de la realidad, debido a que este utiliza un software de supervisión entre los niveles de control y de gestión [51].

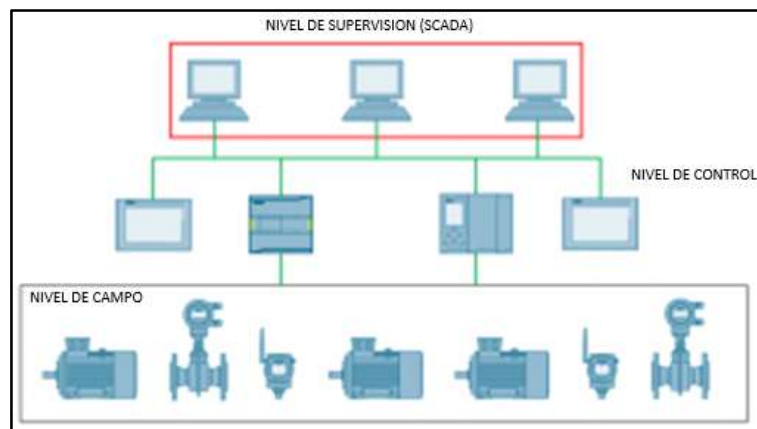


FIGURA 52: SISTEMA SCADA [52]

2.12.1 Componentes de un SCADA

Como se ha hablado anteriormente estos sistemas usan una variedad de tecnologías al momento de supervisar equipos, sin embargo, su estructura siempre se basará en la estructura maestro-esclavo, por lo cual podemos describir a estos cuatros componentes como los básicos:

- **Interfaz Hombre-Máquina (HMI, MMI)**

Es la interfaz que accede que la comunicación ingrese a un proceso y un operador, este representa de forma simplificada el sistema en que se está trabajando, obteniendo datos en forma de gráficos los cuales pueden ser visualizados por el operador, se pueden visualizar en pantallas o servidores, si su complejidad es muy alta se utilizan múltiples terminales para su visualización [51].

- **Unidad Central (MTU, Master Terminal Unit)**

Es el elemento central de adquisición de datos y control, es usado para destinar al método computacional que obtiene toda la información originario de las unidades, y da esta información a los usuarios que puedan requerirla, esta unidad posee algunas funciones como gestionar información, recopilar datos de las estaciones remotas (RTU), enviar información, análisis, impresión, mando y seguridad [51].

- **Unidades Remotas o RTU**

Controlan las señales de entrada y salidas, son conjuntos de elementos que se

ubican físicamente apartados del centro de control, pero están informados mediante canales de comunicación, existen varias tecnologías que se aplican como unidad remota entre ellas los RTU, PLC e IED.

- **IED**

Es un dispositivo que se agrega a los equipos manejo industrial para lograr automatización, estos son capaces de supervisar y controlar proceso por medio de interfaz humano maquina (HMI) y se comunica a sistemas superiores.

- **Sistemas de comunicación**

Estos hacen referencia al como transportan información y los protocolos de información que son usados, entre los métodos de comunicación están destacados estos: líneas telefónicas, cable coaxial. Fibra óptica, radio y telefonía celular, se debe de tener cuenta la distancia y capacidad del sistema, los datos que será transmitido y los costos que generaran [51].

CAPITULO 3

3 ELEMENTOS PARA EL DISEÑO DE UN SISTEMA SCADA CON NORMATIVA IEC61850

3.1 Dispositivos y elementos utilizados

3.1.1 Módulo de protección de sistemas de generación

Es un módulo cuyo propósito son establecer pruebas con las diferentes condiciones a las que están expuestos los sistemas eléctricos de generación y ver la respuesta de las protecciones que se implementan en el sistema con los IEDs que se encuentran en el módulo.

Este módulo consta de varias partes, en el diagrama unifilar del módulo tenemos dos entradas de generadores (Generador-A y Generador-B) y una tercera entrada de RED LOCAL. Antes que el flujo de corriente ingrese a la barra tenemos dos transformadores elevadores de voltaje y luego para finalizar tenemos dos salidas de corriente A y B, además que todo el diagrama unifilar cuenta con sus respectivos elementos de control y maniobra como lo son los interruptores de potencia u los seccionadores.

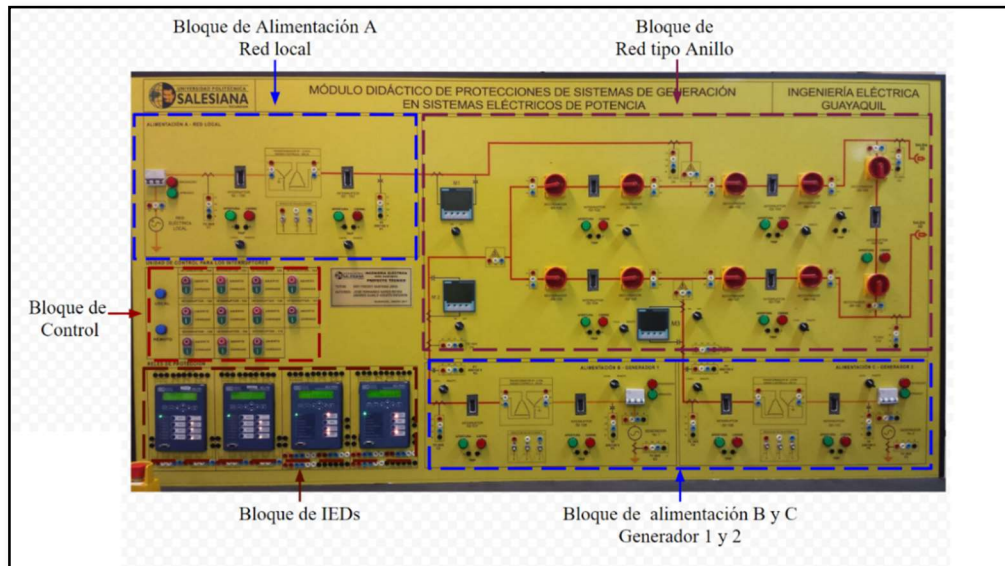


FIGURA 53 MÓDULO DE SISTEMA DE GENERACIÓN [5]

3.1.1.1 Bloques de alimentación

Dentro del módulo de protecciones de sistemas de generación tenemos 3 bloques de alimentación los cuales son:

- **Bloque de alimentación A (Red local)**
Por lo general en este bloque tenemos la conexión con la red general del edificio.
- **Bloque de alimentación B y C (Generador 1 y 2)**
En estos bloques de alimentación van conectados dos generadores trifásicos a 220 voltios de línea a línea.

Todos estos bloques de alimentación constan de sus elementos de protección y maniobra como lo son interruptores de potencia y seccionadores además de tener un lugar donde podemos conectar un transformador elevador de voltaje para interconectar las líneas en 600 v.

Otro punto importante de este bloque es la disposición de transformadores de corriente y potencial los cuales nos servirán para enviarle las señales analógicas a los IED para que estos puedan trabajar.

3.1.1.2 Bloque de red tipo anillo

En este bloque red tipo anillo estamos trabajando aguas debajo de los transformadores ya una vez que estos han elevado el voltaje a 600 voltios es donde podremos realizar las configuraciones que nos ofrece una subestación de tipo anillo para realizar diferentes esquemas de protección y control de una subestación.

En este bloque tenemos aparatos de medida como lo son los analizadores de red que entregan información sobre el estado de la red eléctrica en tiempo real tales como:

- Voltajes por Línea y por fase
- Corrientes de línea
- Potencias (P, Q y S)
- Factor de potencia

Por último, tenemos varios transformadores de corriente y potencial para poder conectar los IED y reciban las señales analógicas para su funcionamiento.

3.1.1.3 Bloque de control

El bloque de control está compuesto por pulsadores que son lo que controlan el estado de apertura o cierre de los interruptores de potencia del bloque de red tipo anillo.

3.1.1.4 Bloque de IED

En este bloque tenemos 4 IEDs para realizar las pruebas de protecciones y control del bloque de red tipo anillo, tenemos las borneras en la parte frontal donde conectamos nuestras señales analógicas de los transformadores de corriente y potencial. Este bloque este compuesto por 2 Reles SEL 751 y 2 Reles SEL 700G

3.1.2 Módulos de protección de líneas de transmisión

El módulo de protección de líneas de transmisión sirve para realizar pruebas de protección de línea (protección a distancia o diferencial de línea), este módulo no solo funciona para realizar estas pruebas de protección. Debido a la disposición de gran cantidad de elementos independientes como interruptores de potencia, barrajes y seccionadores podemos realizar diferentes configuraciones de subestaciones como barra partida o anillo. Este módulo cuenta con un relé para la automatización de subestaciones como el SEL-421 además de varios relés para protección de barras SEL-751.

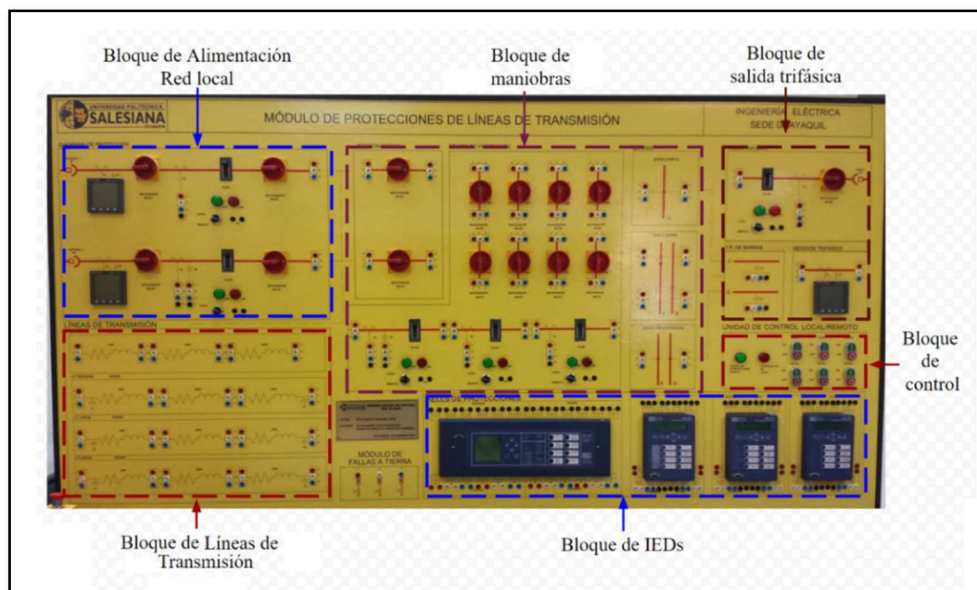


FIGURA 54: MODULO DE PROTECCIONES DE LINEAS DE TRANSMISION [4]

3.1.2.1 Bloque de líneas de transmisión

En este bloque dispone de 4 líneas de transmisión en diferentes configuraciones como lo son las líneas de transmisión cortas, líneas de transmisión media y líneas de transmisión largas las cuales tienen su componente capacitivo, inductivo y resistivo para simular fallas de distancia.

3.1.2.2 Bloque de maniobras

En este bloque nos encontraremos 10 seccionadores los cuales dan la versatilidad de poder conectar de manera libre y realizar varios tipos de configuración de subestaciones.

3.1.2.3 Bloque de salida trifásica

El propósito de este bloque es alimentar el módulo de sistemas de distribución, da la posibilidad de conectar un analizador de red medir los parámetros que la practica planteada requiera.

3.1.3 Módulo de protección de redes de distribución

El módulo para protección de mallas de distribución sirve para realizar pruebas en las diferentes partes y configuraciones de una red de distribución y observar el comportamiento de los parámetros para la implementación de protecciones sean estas protecciones de sobrecorriente instantánea y de tiempo inverso, además de protección diferencial de transformador y protección diferencial de barra. El módulo cuenta con 3 transformadores trifásicos reductores además que la disposición del diagrama unifilar nos permite realizar diferentes esquemas de barra junto con los interruptores de potencia y los seccionadores. El módulo posee un arreglo de tres IEDs SEL-751 para protección de alimentador y un relé SEL-381E para la protección de diferencial de transformador.

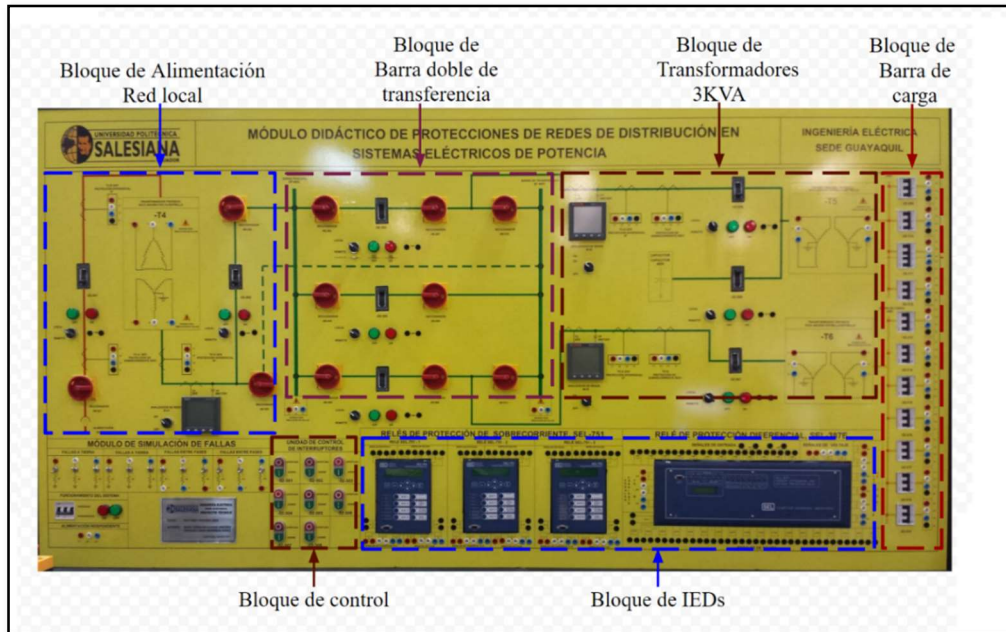


FIGURA 55: MODULO DE PROTECCIONES DE REDES DE DISTRIBUCION [7]

Bloque de barra doble y transferencia

Este bloque representa la subestación de una red de distribución en la cual podemos configurar una subestación de barra simple, subestación de barra doble con interruptor de transferencia y seccionadores que me permiten el interbloqueo de algunas partes de la red.

Bloque de transformadores

En el bloque de transformadores se puede conectar dos transformadores ya que de la subestación provee de dos líneas de carga, estos transformadores reducen el voltaje desde 480 voltios a 220 voltios de línea a línea, además se cuenta con bornes para enviar señales de los transformadores de medida hacia los IEDs y con analizadores de redes que me permitirán visualizar los datos de la red en línea (en vivo).

Bloque de barra de cargas

El bloque de barra de cargas permite conectar diferentes cargas sean estas de cualquier índole (resistiva, capacitiva, inductiva), que trabajen a un voltaje de 220 de línea a línea, además cuenta con protección por breakers de 3P-10 amperios por si tenemos problemas con sobrecargas de la red.

3.2 Fuentes y Cargas

3.2.1 Variac (Autotransformador variable)

Se usa como fuente que energiza a todos los módulos como si de un generador se tratara se utiliza un Variac o autotransformador variable de 30 kVA a un voltaje de 220V aproximados, este Variac se encuentra dentro de un módulo para la autorregulación de voltaje que se haya seteado anteriormente en el módulo.

3.2.2 Transformadores

Para la práctica propuesta se utilizó transformadores trifásicos, los cuales estarán distribuidos en varios puntos, para su identificación se los detalla en la tabla 3 detallada a continuación:

TABLA 3: CARACTERISTICAS DE TRANSFORMADORES

Módulo	Transformador	Potencia (KVA)
Sistemas de generación	<i>T1</i> (elevador)	3KVA
Líneas de transmisión	<i>T2</i> (Carga inductiva)	10KVA
Redes de distribución	<i>T4</i> (Reductor)	3KVA
	<i>T5</i> (Carga inductiva)	3KVA

3.2.3 Motores

Este motor de $\frac{3}{4}$ hp que se muestra en la figura 56, nos proporciona una corriente de 1 amperio sin carga mecánica, para fines prácticos nos ayuda a simular una corriente de tiempo inverso con el SEL-751.



FIGURA 56: MOTOR TRIFASICO 3/4 HP [53]

3.2.4 Cargas resistivas

Dentro de las pruebas de laboratorio también hemos trabajado con cargas resistivas como lo son una resistencia variable como la que se muestra en la figura 57, que resiste una corriente de hasta 2.5 amperios por línea y un banco trifásico de focos incandescentes que de igual manera nos entregan una corriente de 1 amperio por línea aproximadamente. Estas cargas se están conectando a un voltaje de 220 voltios de línea a línea.



FIGURA 57: BANCO DE RESISTENCIAS TRIFASICAS VARIABLE [53]

3.3 Dispositivos electrónicos inteligentes

Los módulos de sistema de generación, líneas de transmisión y redes de distribución dispone de varios IED los cuales se los detalla en la tabla 4.

TABLA 4: DISTRIBUCIÓN DE LOS RELÉS SEL

<i>Módulo</i>	<i>Modelo</i>	<i>Cantidad</i>
Sistemas de Generación	SEL - 751	2
	SEL – 700G	2
Líneas de Transmisión	SEL - 421	1
	SEL – 751	3
Redes de Distribución	SEL – 751	3
	SEL – 387 E	1

3.3.1 SEL – 751 (Relé de protección de alimentador)

El IED SEL – 751 es utilizado principalmente para la protección de alimentadores de media y alta tensión en las subestaciones eléctricas, además de poseer otras funciones típicas de un dispositivo inteligente como los son el control, las comunicaciones y la adquisición de valores en determinados estados de falla para analizar datos de los eventos que anteceden a dicho evento. Entre sus características principales están tener un juego de entradas para transformadores de corriente y otro juego de entradas para transformadores de potencia además de poder tener 3 salidas de contactos de relé para el control de los interruptores de potencia que estarán controlados por el IED.

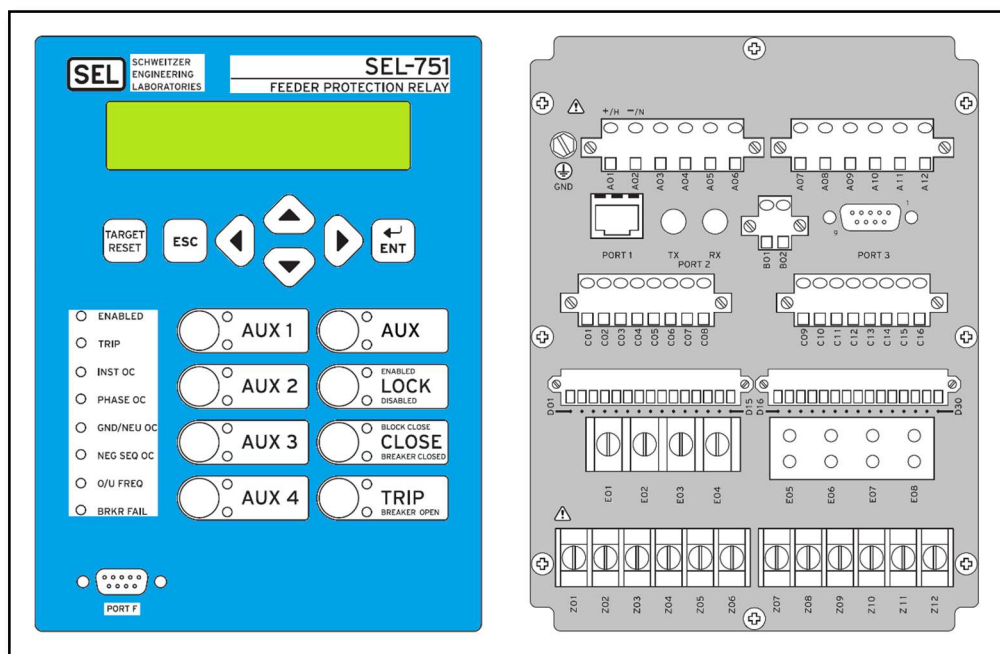


FIGURA 58: PANEL FRONTAL Y POSTERIOR DEL RELÉ SEL 751 [27]

Características de protección estándar [27]

- Sobrecorriente instantánea (50P, 50G, 50N, 50Q)
- Sobrecorriente temporizada (51P, 51G, 51N, 50Q)
- Subtensión (27P, 27PP)
- Sobretenión (59P, 59PP, 59G, 59Q)
- Factor de potencia (55)

Funciones de protección opcionales [27]

- Control de autorrecierre (79)
- Control direccional para 50P, 50G, 50Q, 51P, 51G, 51Q
- Protección arco eléctrico

Funciones de monitoreo [27]

- Resúmenes de eventos que contienen la identificación del relé, la fecha y la hora.
- Informes de eventos que incluyen datos analógicos filtrados y sin procesar.
- Registro de eventos secuenciales.
- Monitoreo del desgaste del interruptor

Comunicaciones y Control [27]

- EIA-232, Ubicado lado frontal del relé.
- EIA-232, EIA-485, simple o doble, cobre o fibra óptica.
- Ethernet y puertos EIA-232 Situado en el posterior del relé.
- Modbus® RTU esclavo, Modbus TCP / IP, (SNTP), DNP3 serie, DNP3 LAN / WAN, Ethernet FTP, Telnet, MIRRORRED BITS®, Event Messenger, IEC 61850, DeviceNet, Protocolos de envío de archivos FTP y Sincrofasores con Protocolo C37.118 [27]

Más detalles se puede observar en el Anexo 1

3.3.2 SEL – 700G (Relé de protección de generador)

El IED SE-700G es exclusivo para aplicaciones de protección a generadores, puede monitorear diversos parámetros que sean de importancia para verificar el estado del generador y despejar las fallas en tiempos de alrededor de 4ms a menos si sobrepasa los límites de normalidad establecidos. Este IED tiene dos entradas para 2 juegos de transformadores de corriente y dos entradas para 2 juegos de transformadores de potencial y la capacidad de tener varios contactos de cierre y apertura dependiendo de las tarjetas electrónicas extras que se le vayan agregando al IED.

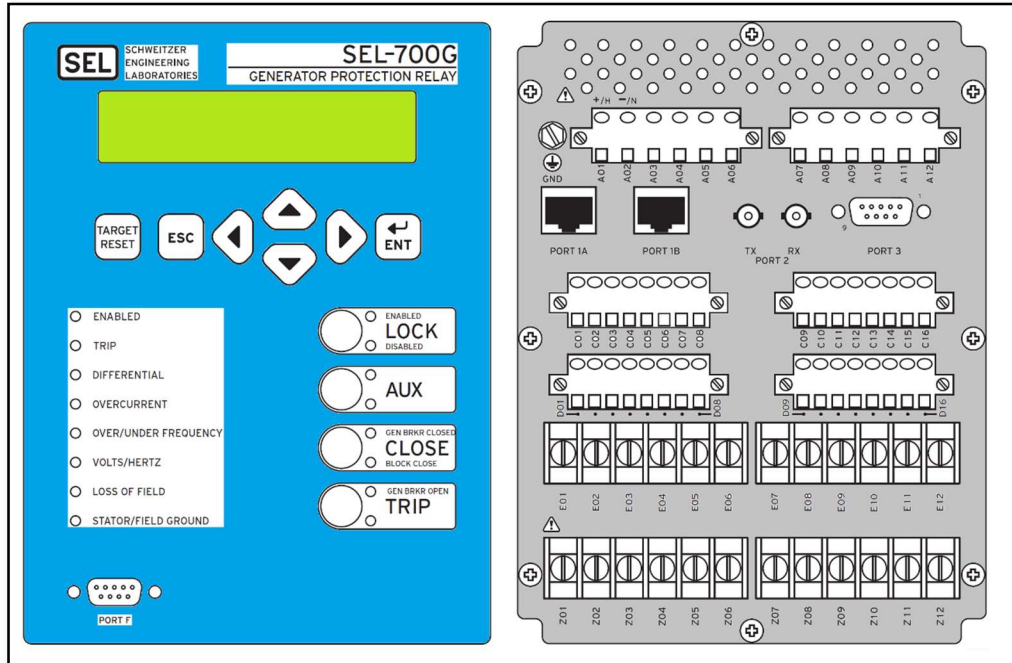


FIGURA 59: PANEL FRONTAL Y POSTERIOR DEL RELE SEL 700G [27]

Características de protección estándar [27]

- Diferencial (87, 87N)
- Desbalance de potencia (46)
- Perdida de carga (40)
- Sobreintensidad instantánea (50PX, 50PY, 50NX, 50NY, 50QX, 50QY)
- Sobreintensidad temporizada (51PX, 51PY, 51NX, 51NY, 51QX, 51QY)
- Subtensión (27X, 27Y)
- Sobretensión (59X, 59Y)

Funciones de monitoreo [27]

- Resúmenes de eventos que contienen la identificación del relé.
- Registro de eventos secuenciales
- Monitorización de estadísticas operativas del generador
- Monitoreo del desgaste del interruptor
- Grabadora de perfil de carga
- Informe de sincronización automática del generador

Comunicaciones y Control [27]

- EIA-232, puerto del panel frontal
- EIA-232, EIA-485, simple o doble, cobre o fibra óptica. Ethernet y puertos EIA-232 del panel posterior de fibra óptica
- Entrada de código de tiempo IRIG-B

3.4 Módulo de comunicación IEC 61850

La parte principal del módulo de comunicaciones IEC 61850 es una PC de escritorio con características básicas para poder ser usada como un sistema HMI/SACADA y así visualizar y realizar las diversas configuraciones necesarias para implementar la aplicación que se pretende realizar con el protocolo antes mencionado. Tiene instalado el sistema operativo Windows 10 además de los diversos softwares que mencionaremos luego para poder realizar las configuraciones en el sistema.

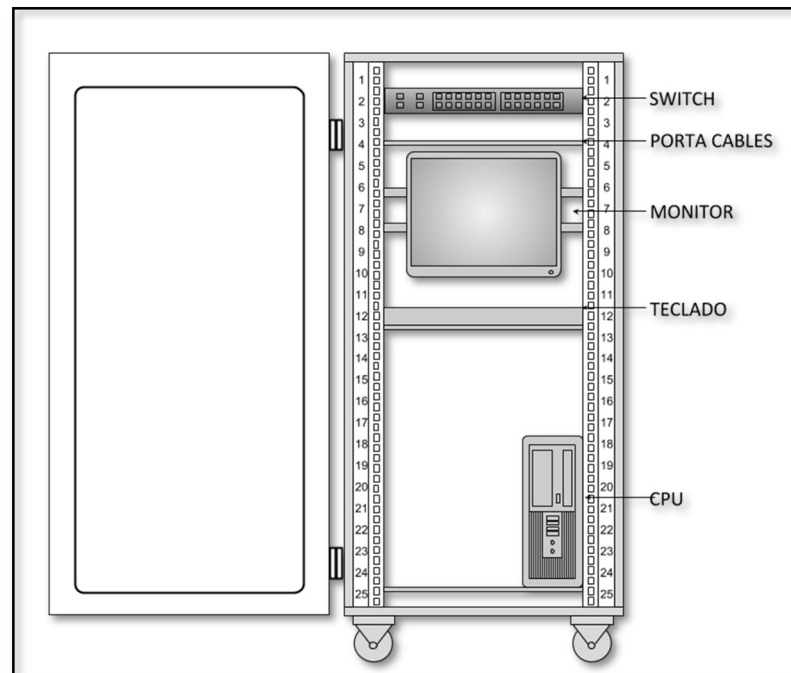


FIGURA 60: MODULO DE COMUNICACION IEC 61850 [5]

3.4.1 Ordenador

Características de PC (HP)

- Sistema Operativo Windows 10 Pro-64 bits
- Procesador Intel Core i5 - 3.2 GHz.
- Memoria RAM 4GB
- Disco duro 1 TB
- Monitor de 16", marca AOC.
- Teclado QWERTY, Mouse óptico



FIGURA 61: ORDENADOR

3.4.2 Conmutador (Switch)

La función que tiene un conmutador en una red LAN es de gestionar todo el tráfico de datos en la red ethernet en la cual está trabajando además de direccionar la ruta de comunicaciones entre cada equipo dependiendo de las configuraciones.

El conmutador que esta implementado en el módulo de comunicación tiene características especiales las cuales nos permiten trabajar con el protocolo IEC 61850, ya que este protocolo de comunicaciones obliga a los equipos a gestionar algunas características para poder manejar los diferentes tipos de comunicaciones de la norma como lo son MMS, Goose y SV.

Características principales

- Manejo de IPv4 e IPv6
- Soporta mensajes broadcast, unicast y multicast

- 24 puertos ethernet de cobre de 10/100/1000 Mbps
- 2 puestos de fibra óptica dedicados



FIGURA 62: SWITCH (CONMUTADOR)

3.5 Configuración de red utilizada

3.5.1 LAN (Red de área local)

En una subestación en la que se va a implementar el estándar IEC 61850 se tienen que seguir un conjunto de normas para el cableado y topología de red a utilizar, esto se basa en base a un estudio de los diferentes tiempos de respuesta que me pueda ofrecer una determinada configuración de la red, ya que los tiempos de respuesta de las protecciones tienen que ser en el orden de los 4 milisegundos a menos para la respuesta de despeje de la falla y no solo hay que tomar en cuenta dicho parámetro si no que aparte hay que tomar en cuenta la redundancia para incrementar la confiabilidad de la red si en caso uno de los enlaces llega a romperse.

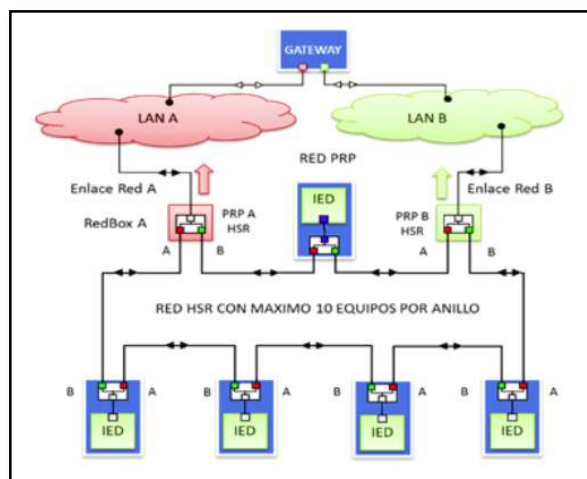


FIGURA 63: TOPOLOGÍA HIBRIDA DE UNA RED LAN

3.5.2 Topología

La implementación de la red de área local que se va a realizar con los IED de los diferentes módulos, se emplea la topología de tipo estrella como se demuestra en la figura 64, donde todos los dispositivos se conectan al conmutador y es el conmutador quien va a gestionar todo el tráfico en la red tomando el control, evitando colisiones y direccionando los mensajes a los dispositivos IEDs que se desee comunicar.

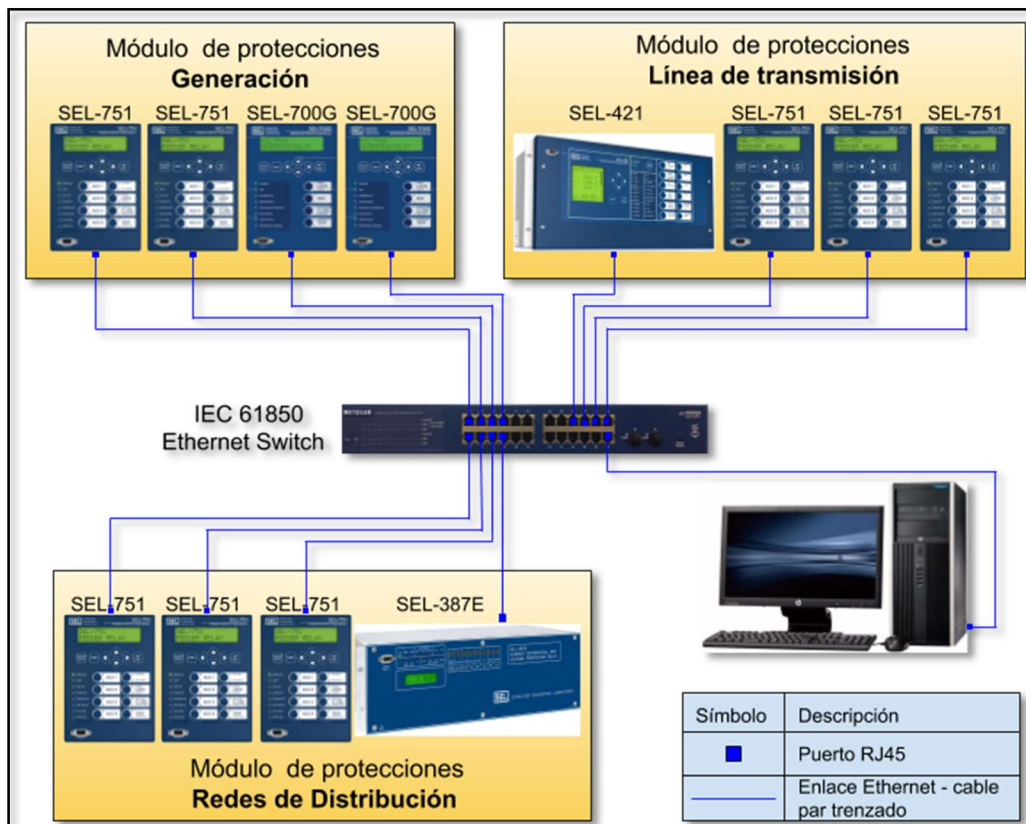


FIGURA 64:CABLEADO DE RED LAN DEL LABORATORIO [5]

3.5.2.1 Asignación de IP a dispositivos

Dentro de la red del laboratorio debemos organizar la red LAN que se va a implementar a través de las direcciones IP para cada dispositivo los cuales están detallados en la tabla 5, las direcciones IP que utilizaremos son de clase C, esta clase nos permite tener una red con pocos host o dispositivos para tener una mejor organización.

TABLA 5: DIRECCIONAMIENTO IP DE LA RED LAN

MÓDULO	HOST	DIRECCIÓN IP	MASCARA DE SUBRED	PUERTA DE ENLACE PREDETERMINADA
MOULO IEC 61850	COMPUTADOR	192.168.0.2	255.225.225.0	192.168.0.1
SISTEMAS DE GENERACIÓN	SEL-751	192.168.0.3		
	SEL-751	192.168.0.4		
	SEL-700G	192.168.0.5		
	SEL-700G	192.168.0.6		
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	SEL-421	192.168.0.7		
	SEL-751	192.168.0.8		
	SEL-751	192.168.0.9		
	SEL-751	192.168.0.10		
REDES DE DISTRIBUCIÓN	SEL-751	192.168.0.11		
	SEL-751	192.168.0.12		
	SEL-751	192.168.0.13		
	SEL-387E	192.168.0.14		
MODULO IEC 61859	SWITCH	192.168.0.239		

3.5.2.2 Prueba de conexión (ping)

La prueba de ping se realiza en la ventana de comandos de Windows en la cual desde el ordenador que está conectada a la red ethernet, se verifica el estado de la conexión con los demás dispositivos de la red. La función del comando ping es enviar señales al dispositivo con la IP que se desea comprobar la conexión, luego de eso el dispositivo receptor nos regresa la señal y en la ventana de comandos arroja los resultados de cuantos paquetes se han perdido o si todos han llegado con normalidad, lo que significaría que el enlace está en buenas condiciones. [5]

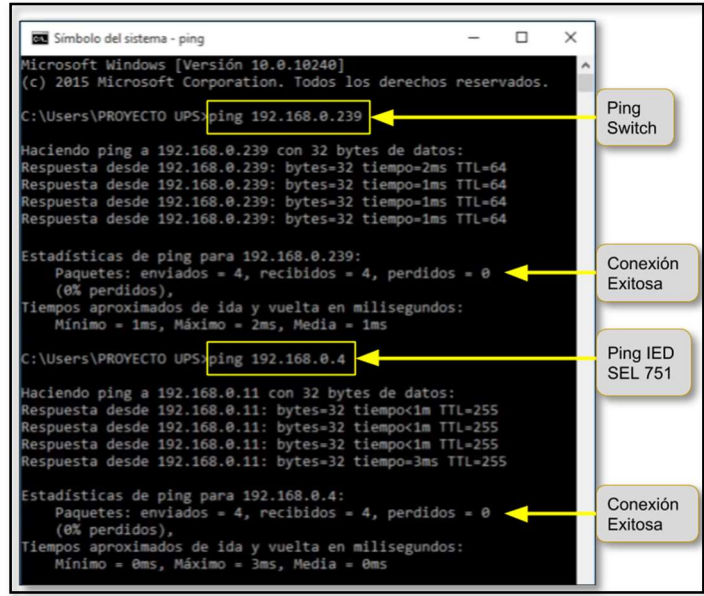


FIGURA 65: VISUALIZACION DEL ESTADO DE PING [5]

3.5.3 ACSELERATOR QuickSet

AcSELeRator QuickSet es un software que permite a los ingenieros y técnicos parametrizar, de manera ágil y sencilla los dispositivos de control, protección, medición y el monitoreo de un SEP. El editor gráfico de lógica permite realizar esquemas de control y protección de manera rápida e intuitiva con herramientas como cortar pegar y arrastrar reduciendo los tiempos para implementar un proyecto específico para su aplicación. [5] QuickSet posee una interfaz hombre-máquina donde se observa todos los parámetros en tiempo real que se desea observar de un IED con cualquier tipo de comunicación que este me permita.

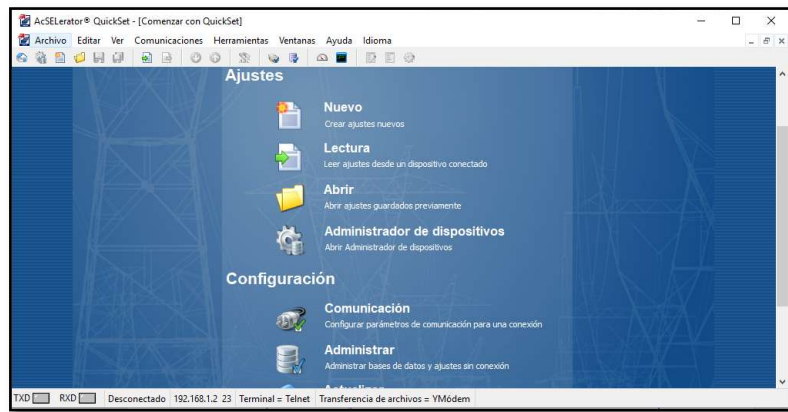


FIGURA 66: INTERFAZ DE ACSELERATOR QUICKSET

3.5.4 ACSELERATOR Architect

El Software Quickset Architect configura y documenta todos los equipos SEL bajo el estándar IEC 61850, para la comunicación con otros IED independientemente del fabricante, adicional importa y exporta archivos SCL (lenguaje de configuración de subestaciones) de edición 1 y 2 para simplificar la implementación de un sistema, además detecta errores de los archivos SCL al compararlos con los requisitos del protocolo IEC 61850 y crea informe de estos. Los archivos SCL incluyen:

- SCD — Detalles de parámetros de la subestación.
- ICD — Detalles de la capacidad IED.
- CID — Descripción IED configurada.

El software dispone de las siguientes herramientas:

- Funcionalidad de arrastrar y colocar.
- Gestor de paletas IED.
- Orientación de la pestaña.
- Ventanas de diagnóstico.
- Asistente de configuración.
- Cree y edite informes MMS personalizados almacenados en búfer y sin búfer.

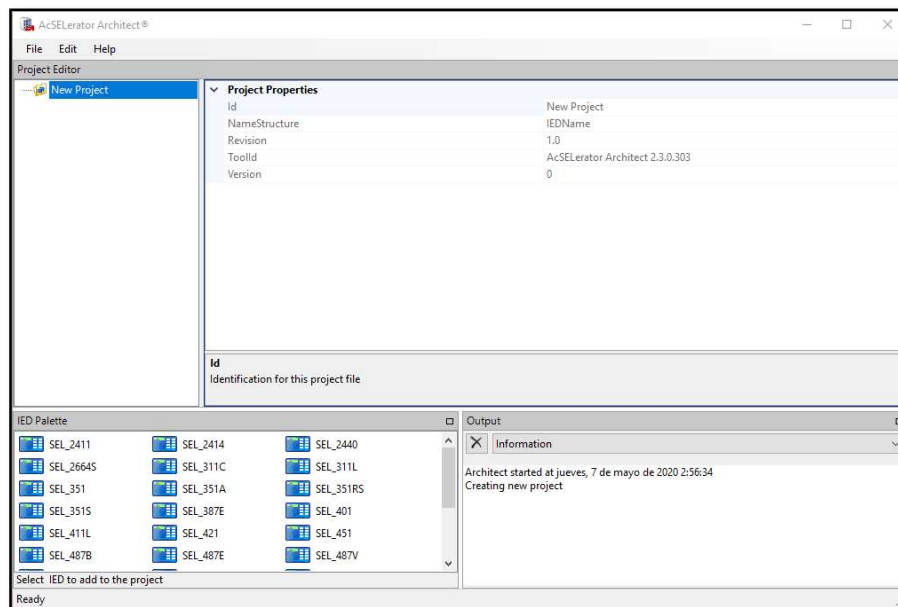


FIGURA 67: INTERFAZ ACSELERATOR ARCHITECT

3.5.5 RelabOPC Server

RelabOPC Server es un software que trabaja con los protocolos de comunicación OPC y la IEC 61850 para GOOSE y MMS. De esta manera integra comunica diferentes dispositivos dentro de una subestación eléctrica como los son los HMI y las IED para poder visualizar, controlar y adquirir datos sin problemas de compatibilidad entre los diferentes protocolos de comunicación que se van a utilizar en la red LAN.

Una de las funciones principales de este programa es utilizar de manera poco costosa un protocolo de comunicación libre y universal como lo es el OPC para lograr comunicar una red que trabaje con los protocolos utilizados en la industria eléctrica como lo son el IEC 61870.

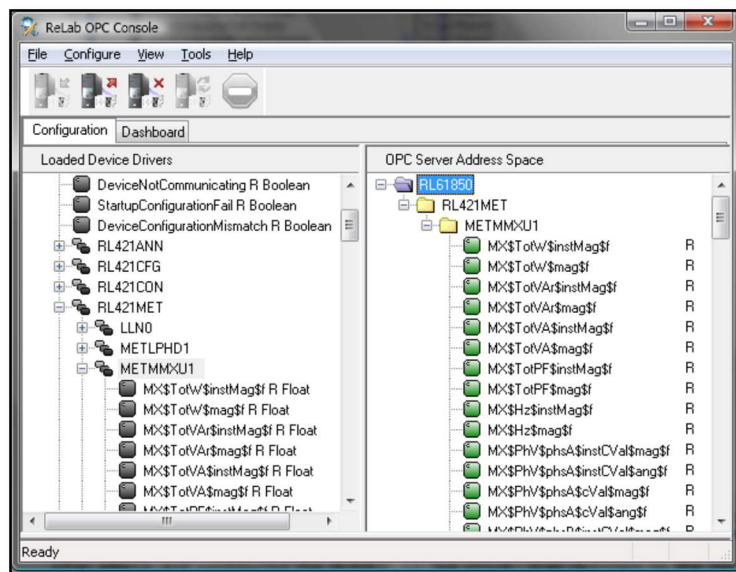


FIGURA 68: INTERFAZ DE RELAB OPC SERVER

3.5.6 LabVIEW

LabVIEW es un lenguaje de programación grafica potente y mucho más sencillo que entornos tradicionales de programación, ya que está orientado a la medición, control y automatización con funciones muy específicas para el desarrollo de estas aplicaciones orientada al ámbito industrial. Cabe destacar de este software LabVIEW es su facilidad

para entablar comunicaciones con diferentes elementos de control y adquisición de datos como tarjetas electrónicas, sistemas embebidos, PLC e IEDs.

Una de las partes fundamentales del desarrollo de este proyecto buscar la versatilidad y este programa lo ofrece además que junto con el RelabOPC Server podremos entablar comunicaciones con a través del protocolo universal OPC y representar de manera gráfica cualquier parámetro dentro de una interfaz hecha a la medida de nuestra aplicación. La versión que se utilizará en torno a LabVIEW será la versión 2019 aplicar todas las funcionalidades que deseamos obtener en nuestro sistema SCADA.



FIGURA 69: LABVIEW

CAPÍTULO 4

4 SIMULACIÓN Y MONITOREO DE UN SEP CON SCADA BAJO NORMATIVA IEC 61850

El sistema SCADA utilizado implementado, se desarrolló bajo el software LABVIEW en la cual se representa el interfaz hombre - máquina del esquema eléctrico, donde se puede observar los parámetros eléctricos, estado de protecciones, de la misma manera las alarmas y registros diarios de eventos.

4.1 Condiciones de simulación

El SEP simulado contiene los elementos comunes dentro del proceso producción de energía hasta su distribución a los clientes finales. En red consta de elementos como fuentes de generación, transformadores elevadores y reductores, líneas de transmisión, barras de transferencia, interruptores (maniobra y protección), seccionadores, equipos de medida y control (TC y TP), indicadores, IEDs, y redes de comunicación.

4.1.1 Diagrama unifilar del SEP

En el diagrama eléctrico que se muestra en la figura 70, permite observar los elementos del SEP simulado entre ellos: Un generador síncrono de 208V, que energiza el lado primario de transformador (T1) y cuya tensión de salida es de 600 V.

Esta tensión es suministrada a una barra alimentadora en la cual posee dos salidas.

Salida 1A: Energiza a una línea de transmisión de 10 Km

Salida 2A: Energiza a una carga cercana a la central de generación, carga que demandará un nivel de corriente bastante elevado. Esta corriente alta nos permitirá hacer una simulación de sobrecorriente instantánea (50) y la actuación del IED para despejar la falla.

Una vez energizada la línea de transmisión de 10 Km, llega a una subestación reductora de tensión de 600V a 208 V.

Esta subestación posee una barra alimentadora simple con dos salidas:

Salida 1B: energiza la carga final cuyo, consumo de energía representa a los consumidores finales dentro del proceso de comercialización y además su corriente es la nominal de todo el sistema.

Salida 2B: Energiza a un transformador (T4), este transformador al energizarse representa una sobrecarga en la corriente nominal del 25% y nos permitirá realizar la prueba de la protección de sobrecorriente temporizada (51) y la actuación del IED.

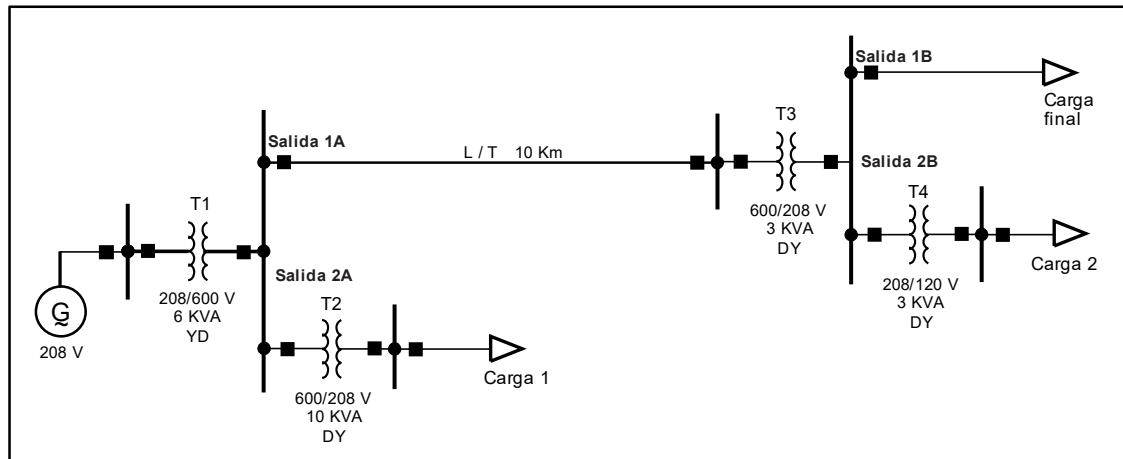


FIGURA 70: DIAGRAMA UNIFILAR SEP SIMULADO

4.1.2 Conexiones de los elementos (módulos de protecciones)

Para el desarrollo del proyecto se utiliza los tres módulos de protecciones (Generación, Líneas de transmisión y Distribución).

4.1.2.1 Conexión en Módulo de Generación

Verificar ausencia de tensión en el circuito al realizar el conexionado de elementos.

Energizar la sección de alimentación B del módulo mediante un Variac 3Ø, el cual es ajustado a su salida una tensión de 208V (Fase-Fase), luego conectar el transformador a los bornes de la sección de alimentación ver figura 71.

Los terminales del Neutro del Variac y transformador son conectados en los bornes del neutro del módulo de la misma forma el terminal de tierra del transformador debe estar colocado en la barra de tierra del módulo ver figura 71.

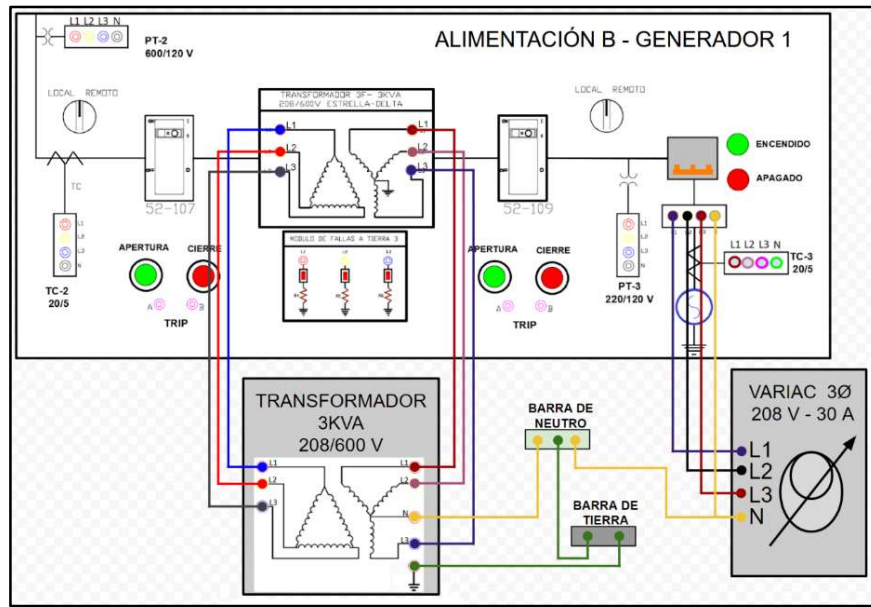


FIGURA 71: DIAGRAMA DE CONEXIONES TRANSFORMADOR Y VARIAC [5]

Energización del bloque tipo anillo

En el bloque de red tipo anillo del módulo se activa los seccionadores (100, 101, 102, 103 y 106) y el interruptor 102, 103 104 y 105 para realizar un circuito que nos permita llevar el flujo de energía desde la alimentación B hasta la salida 1 del bloque. Los demás seccionadores e interruptores deberán estar deshabilitados de esa manera evitamos algún cortocircuito dentro de la red como se muestra la figura 72.

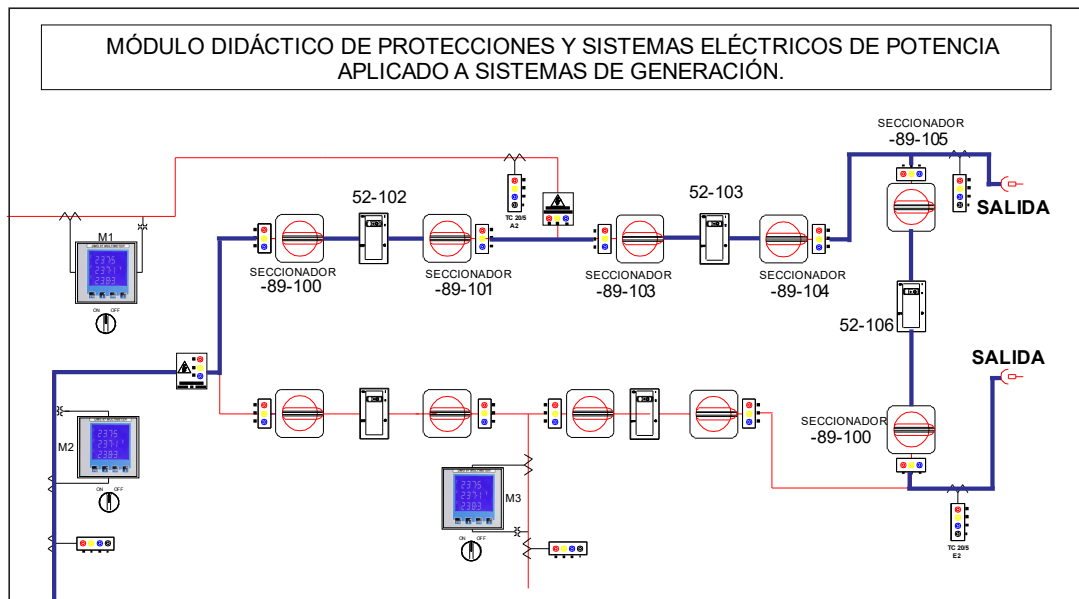


FIGURA 72: ENERGIZACIÓN DEL BLOQUE DE RED TIPO ANILLO

Conexión del IED SEL 751 a TC y TP

Se procede a realizar las conexiones desde el transformador de corriente #3 (TC-3) ubicado en el bloque de alimentación B, hacia el IED SEL 751_1 situado dentro del bloque de relés de protección tal como se aprecia en la figura 74.

De la misma manera se procede con el conexionado del transformador de potencial #2 (PT-2) ubicado en el bloque de alimentación B, hacia el IED SEL 751_1 tal como se aprecia en la figura 73.

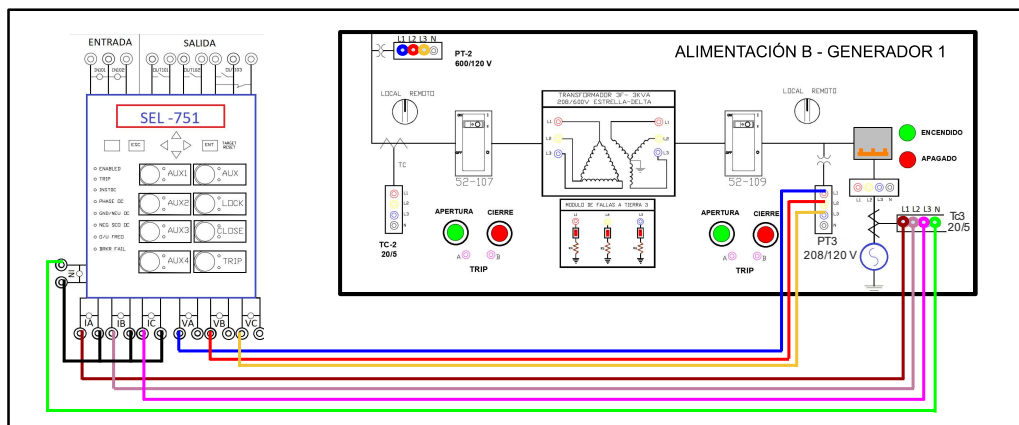


FIGURA 73: DIAGRAMA DE CONEXION SEL 751 A TC Y TP

4.1.2.2 Conexión en Módulo de Líneas de transmisión

En el módulo de la línea de transmisión se utiliza para dos objetivos: La primera es simular una línea de transmisión que permitirá conocer la caída de tensión en todo el recorrido y que medidas debemos tomar para corregir y la segunda energizar el transformador (T2) de 10KVA para simular una falla de sobrecorriente instantánea.

Para simular la línea primero se activa los seccionadores 201, 200 y 208 y los interruptores 201 y 206 como se muestra en la figura 74.

Para Activar el transformador se habilita los seccionadores 209 y 210 y para que pase 1 flujo de potencia los interruptores 203 y 202.

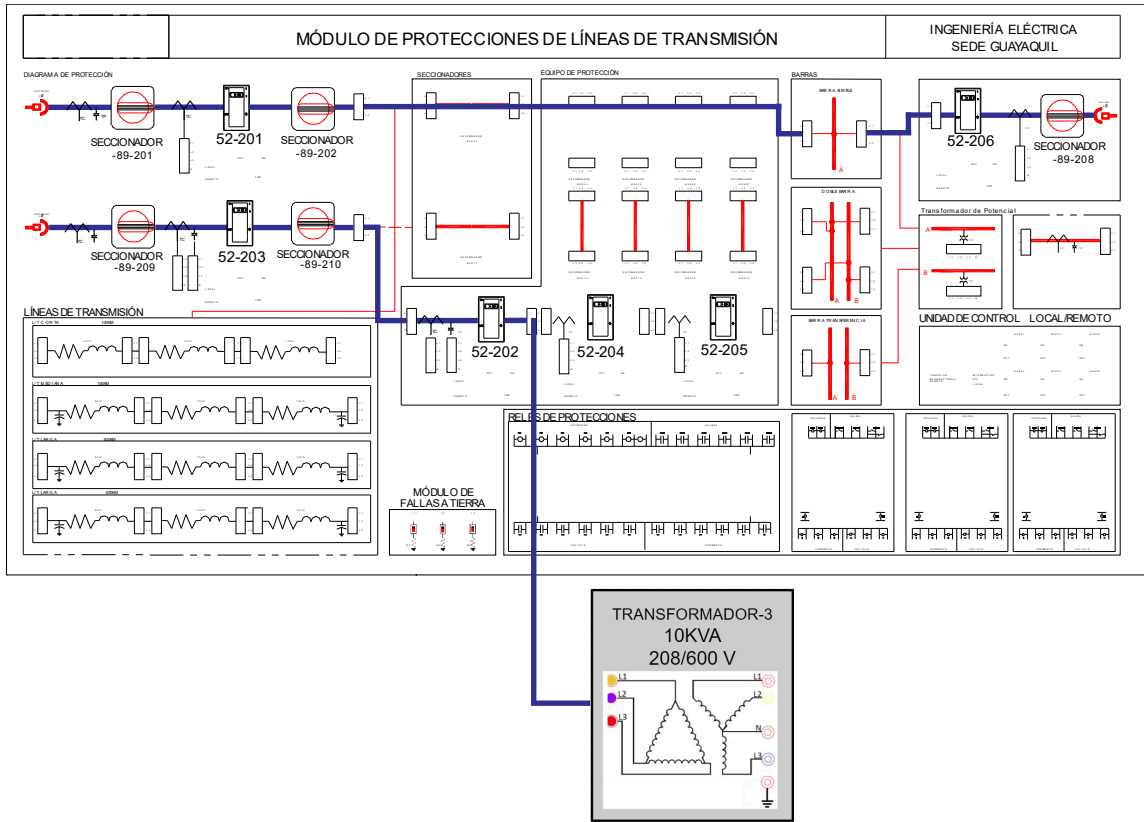


FIGURA 74: CONEXIONES DE ELEMENTOS EN EL MÓDULO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

4.1.2.3 Conexión en Módulo de Redes de Distribución

En este módulo se realiza la última etapa del SEP, que es de reducir la tensión eléctrica para su distribución y comercialización.

Los elementos a activarse son:

Condición normal: Activar los seccionadores 89-301, 89-302, 89-304 y 89-307 y los interruptores 52-301, 52-302, 52-303 y 52-306 como es detallada en la figura 75 y figura 76.

Simular sobrecorriente temporizada: se activa los seccionadores 89-305 y 89-306 y el interruptor 52-307. De esta manera se energiza el transformador (T4) cuyo consumo eleva un 20% la corriente nominal, permitiendo así la actuación del IED en un determinado tiempo como se visualiza en la figura 75 y figura 76.

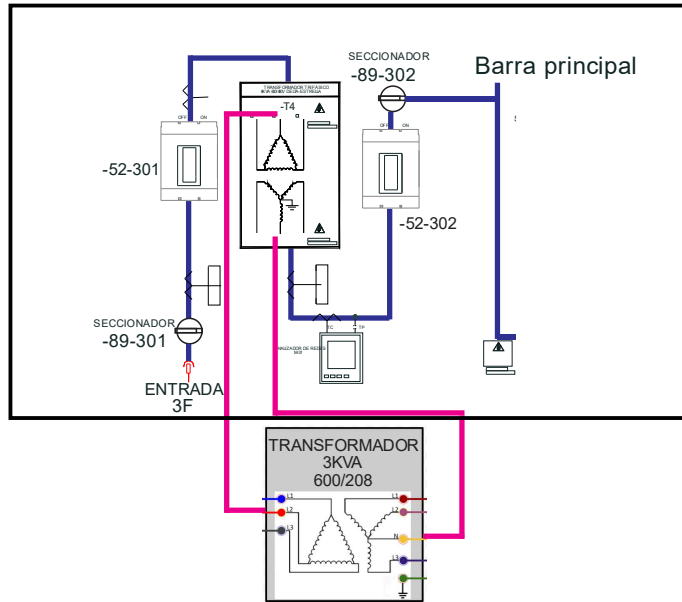


FIGURA 75: CONEXIÓN DE TRANSFORMADOR REDUCTOR EN REDES DE SISTRIBUCCIÓN

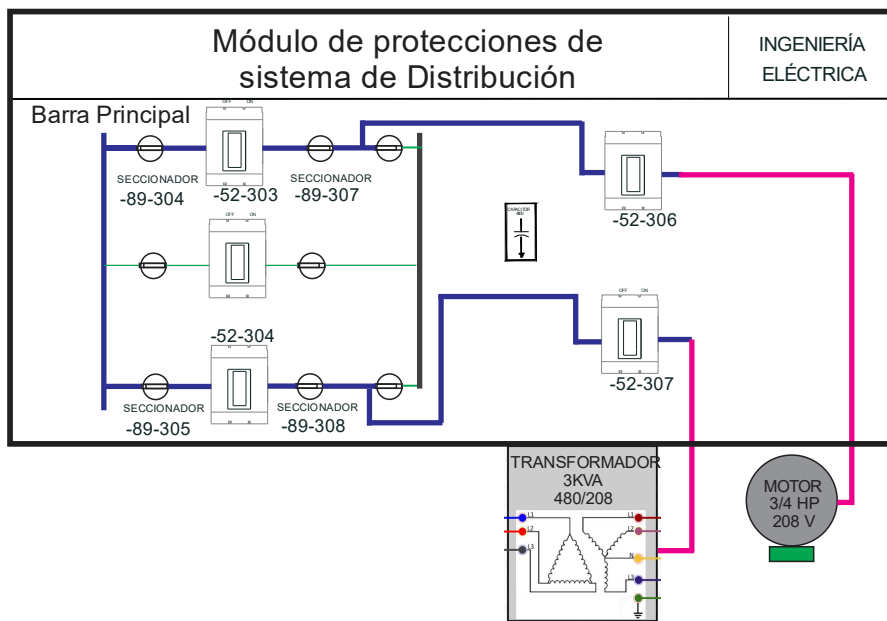


FIGURA 76: CONEXIÓN DE CARGA Y TRANSFORMADOR DE SOBRECARGA

Finalmente, conectando todos los módulos el SEP a simular, queda de acuerdo a la figura 77.

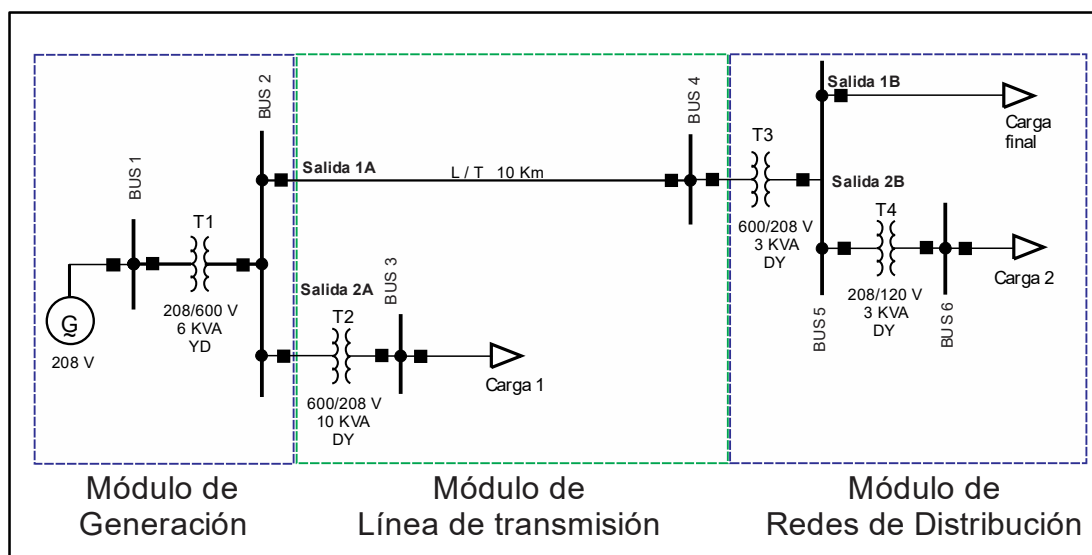


FIGURA 77: SEP SIMULADO EN LOS MODULOS DE PROTECCIONES

4.1.3 Condiciones normales de operación

Una vez realizado todas las conexiones los tres módulos de protecciones, se comienza a realizar las pruebas de funcionamiento en condiciones normales de acuerdo al diagrama unifilar de la figura 78.

En condiciones normales el generador (G) energiza al transformador 1 (T1) y esta energiza la barra de alimentación (BUS 2). Luego la línea de transmisión se conecta a la barra 2 y lleva tensión a la subestación reductora representada en el transformador 3 (T3) de 600/208V. Finalmente la subestación alimenta a la carga final (Motor), completando el proceso del SEP tal como se muestra en la figura 78.

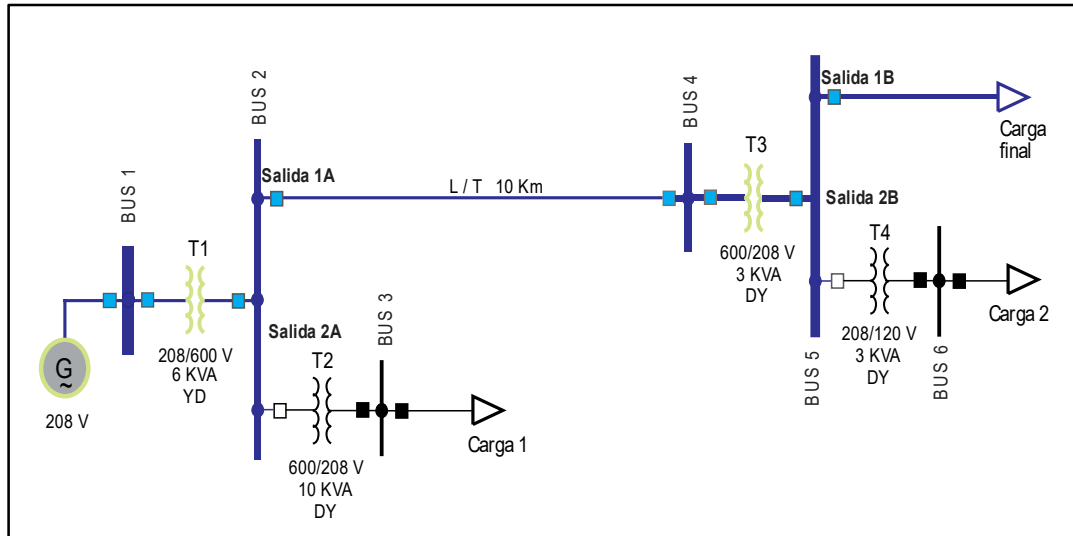


FIGURA 78: DIAGRAMA UNIFILAR EN CONDICIÓN NORMAL

Los valores de corriente y tensión en condición nominal sin la presencia de alguna perturbación o falla, detallada en la tabla 6.

TABLA 6: VALORES DE VOLTAJE Y CORRIENTE DE SEP NOMINALES

ELEMENTO	TENSIÓN [V]	CORRIENTE [A]
Generador	V _{AB} 209,70	I ₁ 8,12
	V _{BC} 208,96	I ₂ 7,93
	V _{CA} 212,48	I ₃ 9,26
Transformador 1 Lado primario	V _{AB} 209,70	I ₁ 8,12
	V _{BC} 208,96	I ₂ 7,93
	V _{CA} 212,48	I ₃ 9,26
Transformador 1 Lado secundario	V _{AB} 604,77	I ₁ 2,82
	V _{BC} 602,64	I ₂ 2,75
	V _{CA} 612,79	I ₃ 3,21
Línea de transmisión	V _{AB} 604,77	I ₁ 2,82
	V _{BC} 602,64	I ₂ 2,75
	V _{CA} 612,79	I ₃ 3,21
Transformador 3 Lado primario	V _{AB} 586,63	I ₁ 2,76
	V _{BC} 584,56	I ₂ 2,69
	V _{CA} 594,41	I ₃ 3,11
Transformador 3 Lado secundario	V _{AB} 203,41	I ₁ 7,96
	V _{BC} 202,69	I ₂ 7,77
	V _{CA} 206,11	I ₃ 8,98
Carga Final	V _{AB} 203,41	I ₁ 7,96
	V _{BC} 202,69	I ₂ 7,77
	V _{CA} 206,11	I ₃ 8,98

4.1.4 Condiciones de falla y Ajuste de parámetros en el IED

En el proyecto se implementa 4 condiciones de falla, en la cual el IED deberá realizar actuación de sus protecciones. Estas protecciones son:

- Protección de bajo tensión 27
- Protección de Alto tensión 57
- Protección de sobrecorriente Instantánea 50
- Protección de sobrecorriente Temporizada 51

Arrancamos el Software AcSELeRator QuickSet y Bajo el orden de ajustes: (**Grupo 1> Set 1> Main**), modificamos los parámetros de CTR, CTRN y PTR del IED SEL-751 y enviar al IED los parámetros de visualizados en la figura 79.

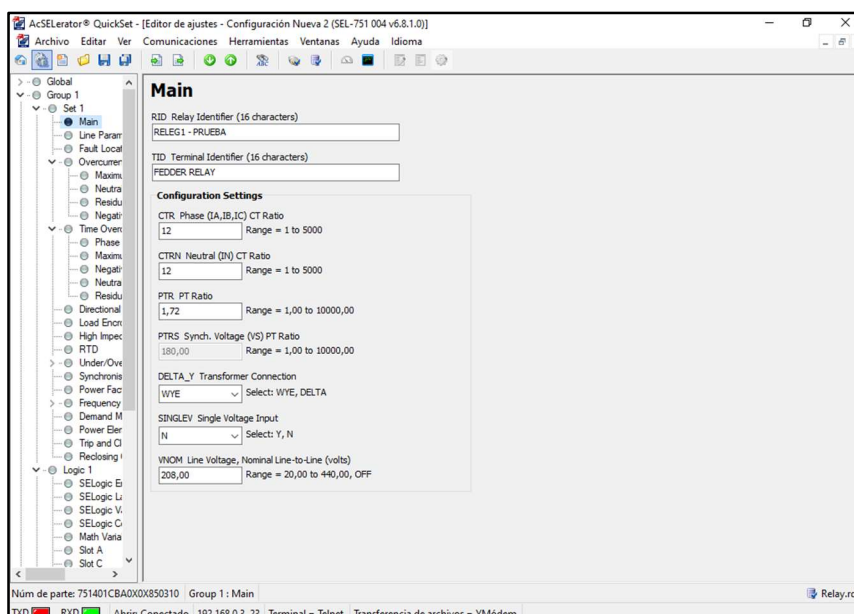


FIGURA 79: AJUSTE DE PT Y CT DE RELÉ

Luego ajustar TC y TP se puede ingresar al interfaz del relé y comprobar que los parámetros eléctricos son medidos correctamente como se ve en la figura 80.

Los parámetros eléctricos son obtenidos del generador.

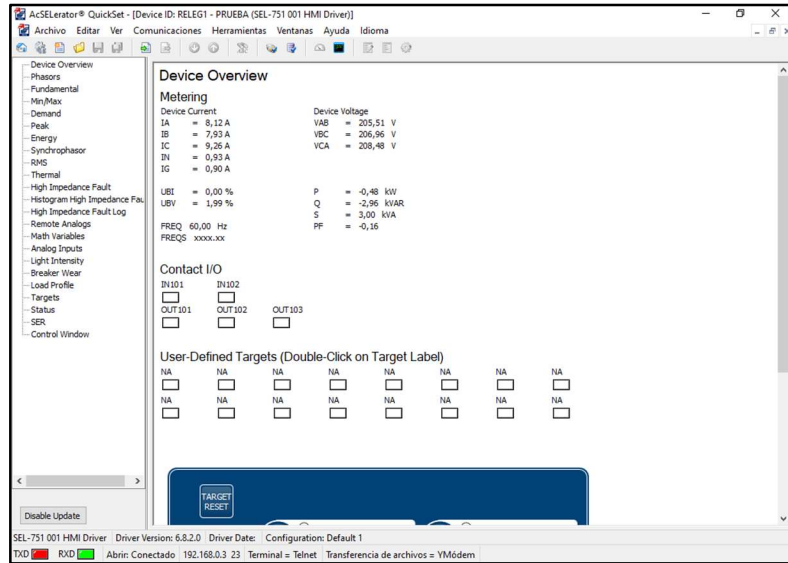


FIGURA 80: INTERFAZ HMI - SEL 751

4.1.4.1 Protección de bajo tensión 27

Se procede a realizar el cálculo para los ajustes de las protecciones de bajo voltaje. Para esto se asigna un rango protección del 10% del voltaje nominal.

Para el ajuste de parámetros del relé en el acSELerator quickset, se utiliza el voltaje medido desde la salida del PT de medición, debido a que el PT-3 tiene una relación de transformación de 208/120, su relación de transformación (PTR) es de 1.73.

$$V_{Primarios} = 208V \times 0.90 = 187.2V$$

$$V_{Secundarios} = \frac{187.2V}{1.73} = 108V$$

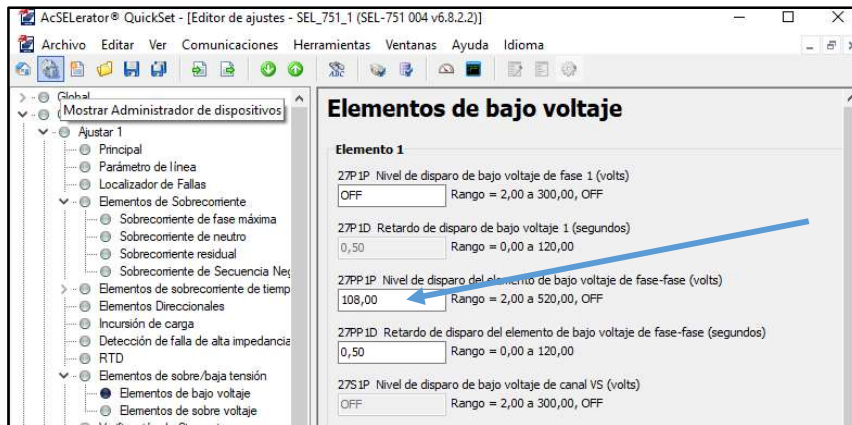


FIGURA 81: AJUSTES DE BAJO VOLTAJE

4.1.4.2 Protección de Alto Voltaje 57

El rango de protección será a partir del 10% de la tensión la nominal, de la misma manera que en la protección de bajo voltaje la relación de transformación (PTR) es de 1.73.

$$V_{\text{Primarios}} = 208V \times 1.1 = 228.8V$$

$$V_{\text{Secundarios}} = \frac{228.8V}{1.73} = 132V$$

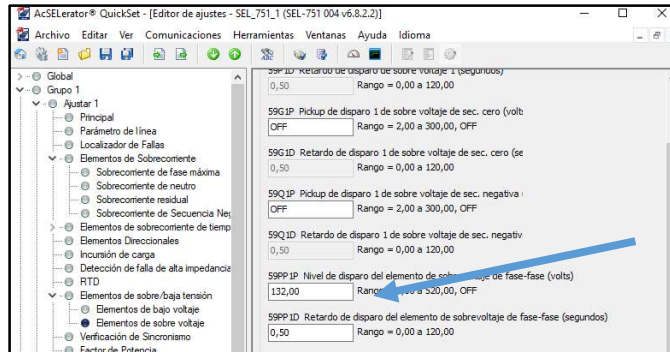


FIGURA 82: AJUSTE DE SOBRE VOLTAJE

4.1.4.3 Protección de sobrecorriente Instantánea 50

Para esta simulación utilizamos el transformador 2 (T2) que se conecta en la **Salida 2A** del diagrama unifilar de la figura 71 y figura 75 de las conexiones en el módulo de transmisión.

Para energizar el transformador (T2) se debe activar los seccionadores 89-209 y 89-210, luego activar el interruptor 52-203 y 52-202 para así proceder a la medición de corriente.

Nota: Recordar que al energizar el transformador T2 se produce una sobrecorriente muy elevada por lo que se debe realizar la medición de corriente en el mínimo tiempo posible para evitar daños que puedan ocasionarse en el transformador 1.

De acuerdo a la tabla 6 la sobrecorriente producida es casi tres veces mayor a la nominal. La medida se la realiza en la salida del generador 3 por medio del TC3.

TABLA 7: MEDICIONES DE CORRIENTE PRACTICA IV

	Corriente Nominal	Sobrecorriente
IA	8.12	24.72

IB	7.93	20.43
IC	9.26	27.70

El ajuste de sobrecorriente instantánea para esta práctica será a partir de los 15 A y el tiempo de despeje de falla debe ser el mínimo posible debido que esta corriente sobrepasa la capacidad del transformador 1. Por lo tanto, se ajustan configuraciones para el relé detalladas a continuación:

- Corriente instantánea de ajuste= 15 amperios
- Tiempo = 0.1

$$I_{pickup} = \frac{I_{Ajust}}{CTR} = \frac{15}{12} = 1.25$$

Los ajustes de la función de protección 50 son configurados se observa en la figura 83.

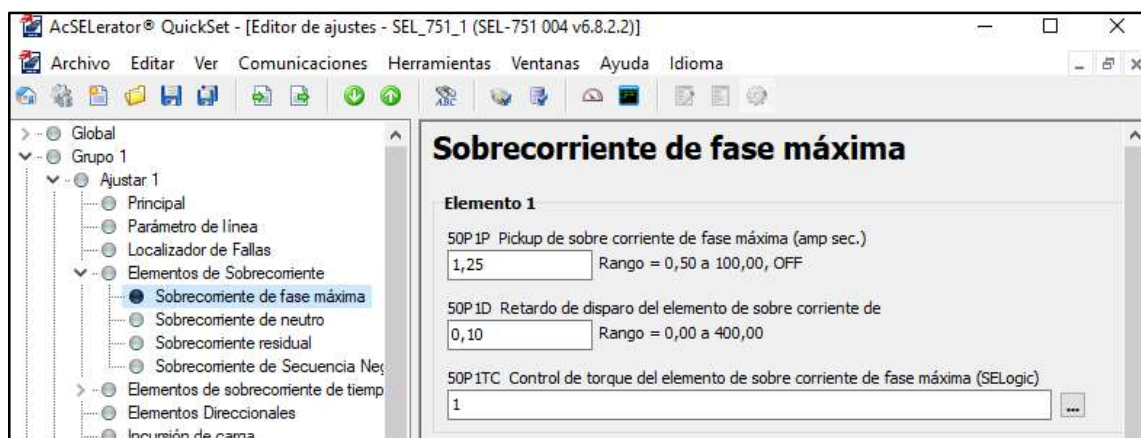


FIGURA 83: AJUSTE DE FUNCIÓN DE PROTECCIÓN 50

4.1.4.4 Ajustes de función de protección 51 (sobrecorriente temporizado)

Para esta simulación utilizamos el transformador 4 (T4) que se conecta en la **Salida 2A** del diagrama unifilar de la figura 71 y figura 76 de las conexiones en el módulo de redes de distribución.

Para energizar el transformador (T2) se debe activar los seccionadores 89-305 y 89-308, luego activar el interruptor 52-304 y 52-307 para así proceder a la medición de corriente.

TABLA 8: MEDICIONES DE CORRIENTE PRACTICA IV

	Corriente Nominal	Sobrecorriente
IA	8.12	11.60
IB	7.93	10.65
IC	9.26	12.20

Para poder determinar el tiempo de operación de la protección de sobrecorriente temporizada, en esta simulación se utiliza la curva de protecciones IEC-C2, cuya ecuación y curva de protección se muestran en las figuras 84 y figura 85 respectivamente.

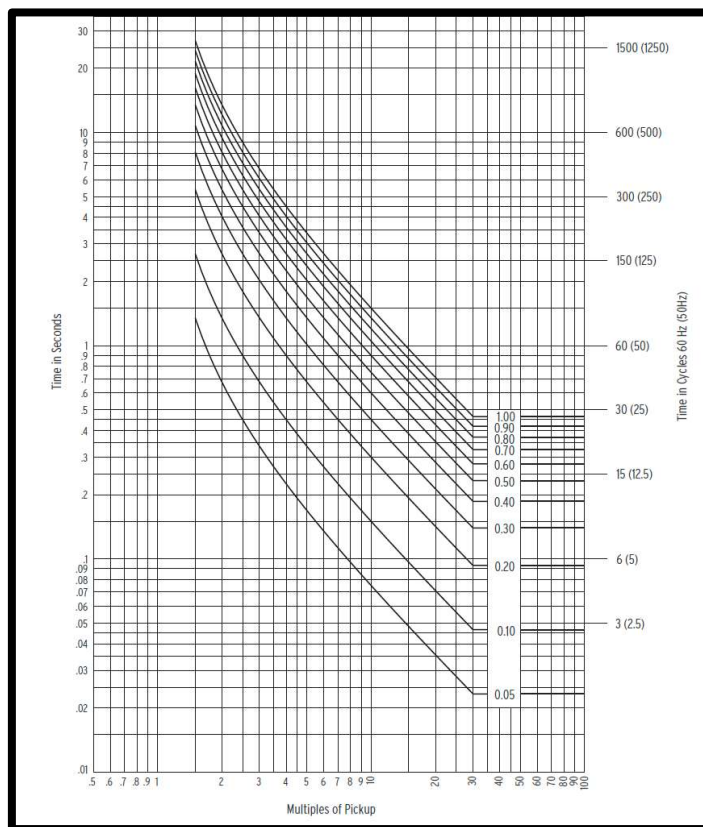


FIGURA 84: CURVA IEC - C2 [27]

Curve Type	Operating Time	Reset Time
C2 (Very Inverse)	$t_p = TD \cdot \left(\frac{13.5}{M-1} \right)$	$t_r = TD \cdot \left(\frac{47.3}{1-M^2} \right)$
where: t_p = operating time in seconds t_r = electromechanical induction—disk emulation reset time in seconds (if you select electromechanical reset setting) TD = time-dial setting M = applied multiples of pickup current [for operating time (t_p), $M > 1$; for reset time (t_r), $M \leq 1$]		

FIGURA 85: ECUACION ASOCIADA A LA CURVA IEC - C2 [27]

Las cláusulas de configuración para el IED son:

- TD=0.3
- $I_{Pickup} = \frac{10.2}{12} = 0.85$
- Curva= IEC – C2

El valor de I_{pickup} representa el 1.1 veces (10% más) del valor nominal de corriente. En esta simulación de nominal es de 9.26 Amperios, por lo tanto, el valor de Pickup es 10.2 Amperios. A partir de esta corriente la protección del IED empieza a operar, ya que entro en la curva de operación.

Una vez realizado el cálculo de la función de protección se procede a configurar los ajustes para las fases A, B y C del relé visualizadas en la figura 86.

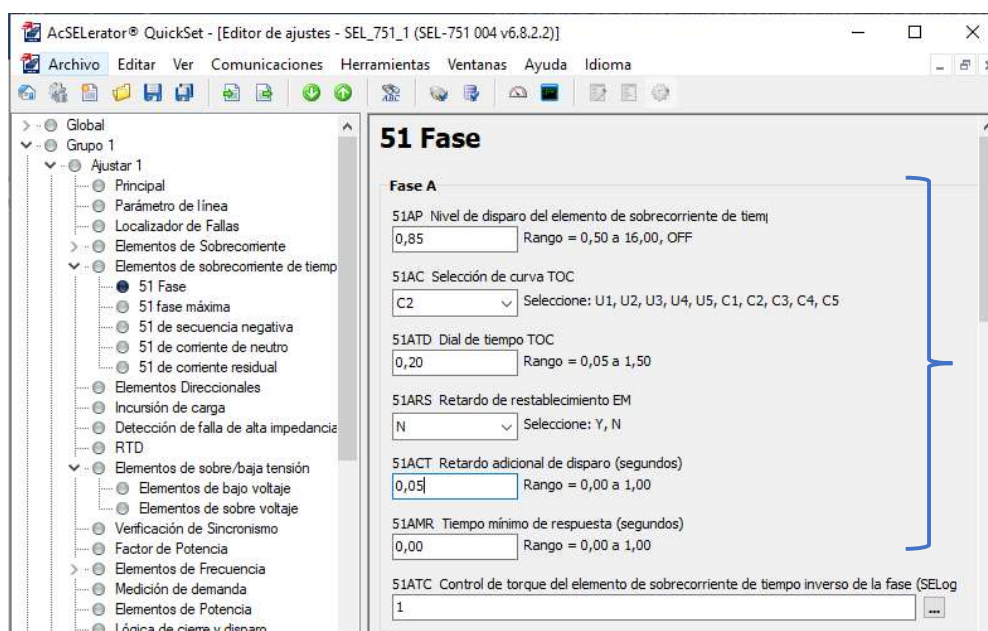


FIGURA 86: AJUSTE DE PROTECCION 51

4.2 CONFIGURACION DE COMUNICACIONES IEC 61850

El SEP contará con tres relés SEL 751 que nos permitirá realizar la medida de las variables eléctricas, verificar estado de protecciones y la activación de la misma.

La malla de telemetría comunicaciones de los IEDs se encuentra distribuidas de la siguiente manera, ver figura 87.

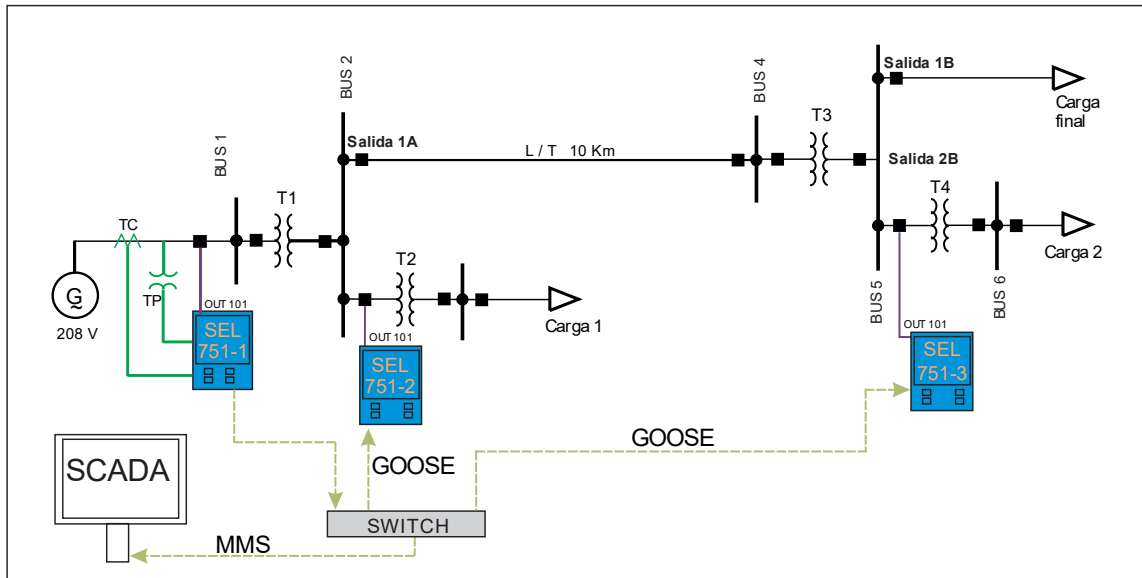


FIGURA 87: DISTRIBUCION DE IEDS EN EL SEP SIMULADO

En la siguiente tabla se detallan los parámetros de comunicaciones de cada dispositivo

TABLA 9: DISTRIBUCION DE DIRECCIONES IP DE IEDS

DISPOSITIVO	DIRECCIÓN IP	PUERTA DE ENLACE	SUBMASCARA	TRANSMISOR GOOSE	RECEPTOR GOOSE	ESTADO
PC (SCADA)	192.168.0.2	192.168.0.1	255.255.255.0	NO	SI	CLIENTE
SWITCH	192.168.0.238	192.168.0.1	255.255.255.0	-	-	-
SEL 751-1	192.168.0.3	192.168.0.1	255.255.255.0	SI	SI	SERVIDOR
SEL 751-2	192.168.0.8	192.168.0.1	255.255.255.0	NO	SI	CLIENTE
SEL 751-3	192.168.0.11	192.168.0.1	255.255.255.0	NO	SI	CLIENTE

4.2.1 Ajuste de Parámetros IEC61850 con AcSElerator Architect

Ejecutamos el software AcSElerator Architect y agregamos los CID (descripción de la configuración de IED) para cada Relé que necesitemos desde la paleta de IED. Para esta simulación usamos tres configuraciones de CID, observadas en la figura 88.

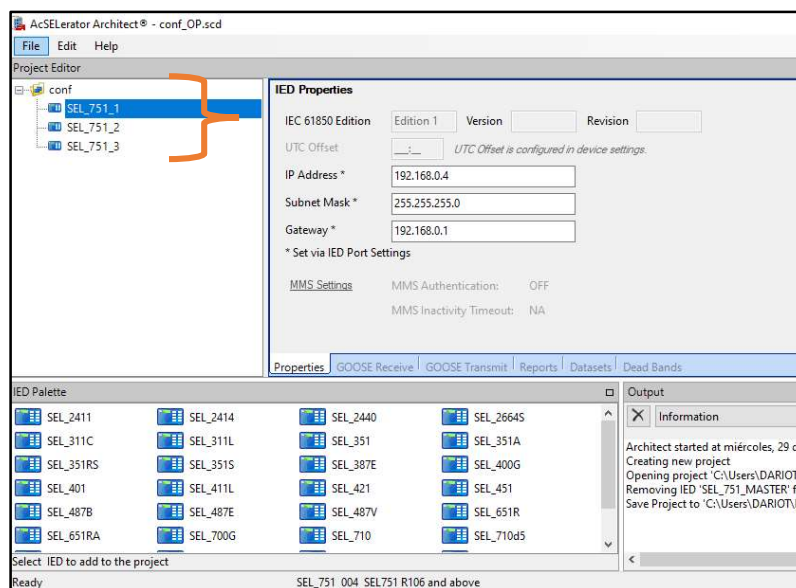


FIGURA 88: PARAMETROS DE COMUNICACION DE CID

Agregamos los parámetros de comunicación (Dirección IP, Red) a cada IED de acuerdo a la tabla 9 donde se distribuyen las direcciones IP.

4.2.2 Creación de DataSet con software ASCELERATOR ARCHITECT

Los conjuntos de datos (DATASET) se configuran utilizando ACSELERATOR ARCHITECT y contienen atributos de datos que representan valores de datos reales dentro del dispositivo SEL-751.

Dentro de los DataSets se encuentran los nodos lógicos (cada nodo lógico representa un grupo de datos: controles, estado, mediciones, etc.) asociada con una función en particular. Por ejemplo, el nodo lógico MMXU (unidad de medición polifásica) contiene datos de medición y otros puntos asociados con la medición trifásica, incluidos voltajes y corrientes mostradas en la figura 89.

Components		Description
MMXU	Logical Node	Polyphase measurement unit
A	Data Object	Phase-to-ground amperes
PhsA	Sub-Data Object	Phase A
cVal	Data Attribute	Complex value

FIGURA 89: EJEMPLO DE DESCRIPCIÓN DE COMPONENTES IEC 61850

Para seleccionar los nodos lógicos de nuestro SEP se debe consultar al manual de instrucciones del dispositivo. De acuerdo a la figura 90, para nuestro proyecto se selecciona los nodos lógicos: medida variable eléctrica **MET** (Medidas) y estado de protecciones **PRO** (Protecciones).

Logical Device: PRO (Protection)			
Logical Node	Attribute	Data Source	Comment
ATPTOC20	Op.general	51AT	Phase A time-overcurrent element trip
BTPTOC21	Op.general	51BT	Phase B time-overcurrent element trip
CTPTOC22	Op.general	51CT	Phase C time-overcurrent element trip
PP1TPTOV3	Op.general	59PP1T	Level 1 phase-to-phase overvoltage element trip
PP1TPTUV3	Op.general	27PP1T	Level 1 phase-to-phase undervoltage element trip
Logical Device: MET (Metering)			
Logical Node	Attribute	Data Source	Comment
METMMXU1	A.phsA.instCVal.mag.f	IA_MAG	Current, A-phase, magnitude
METMMXU1	A.phsB.instCVal.ang.f	IB_ANG	Current, B-phase, angle
METMMXU1	A.phsB.instCVal.mag.f	IB_MAG	Current, B-phase, magnitude
METMMXU1	A.phsC.instCVal.ang.f	IC_ANG	Current, C-phase, angle
METMMXU1	A.phsC.instCVal.mag.f	IC_MAG	Current, C-phase, magnitude
METMMXU1	Hz.instMag.f	FREQ	Frequency
METMMXU1	PPV.phsAB.instCVal.ang.f	VAB_ANG	Voltage, A-to-B-phase, angle
METMMXU1	PPV.phsAB.instCVal.mag.f	VAB_MAG	Voltage, A-to-B-phase, magnitude
METMMXU1	PPV.phsBC.instCVal.ang.f	VBC_ANG	Voltage, B-to-C-phase, angle
METMMXU1	PPV.phsBC.instCVal.mag.f	VBC_MAG	Voltage, B-to-C-phase, magnitude
METMMXU1	PPV.phsCA.instCVal.ang.f	VCA_ANG	Voltage, C-to-A-phase, angle
METMMXU1	PPV.phsCA.instCVal.mag.f	VCA_MAG	Voltage, C-to-A-phase, magnitude
METMMXU1	TotPF.instMag.f	PF	Power factor, 3-phase, magnitude
METMMXU1	TotVA.instMag.f	S	Apparent power, 3-phase, magnitude
METMMXU1	TotVAr.instMag.f	Q	Reactive power, 3-phase, magnitude
METMMXU1	TotW.instMag.f	P	Real power, 3-phase, magnitude

FIGURA 90: DESCRIPCION DE NODOS LOGICOS UTILIZADOS EN EL SEP

4.2.2.1 Configuración IEC 61850 para SEL 751 – 1

El Relé SEL 751 – 1, se usa como servidor IEC 61850, ya que este dispositivo encargará de generar los reportes (MMS) hacia la estación de control y también será el transmisor de mensajería GOOSE.

Los DataSets y Nodos lógicos usados para generar los Reportes (MMS) se detallan figura 91 y figura 92.

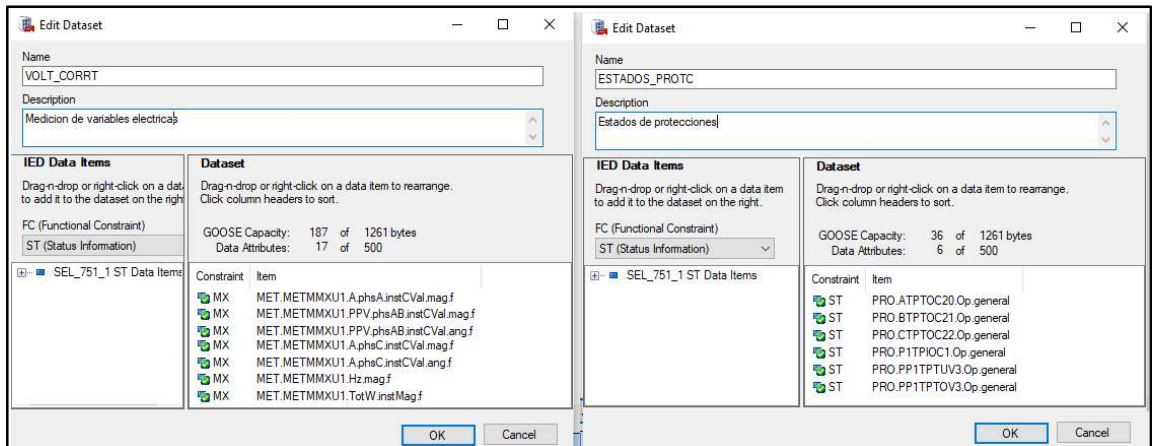


FIGURA 91: DATASETS Y NODO LÓGICOS PARA REPORTES MMS DE RELE SEL 751 – 1

El reporte de “estado de protecciones” es Buferizado ya que necesitamos que continuamente nos envíe datos sin importar si existe algún cambio de estado.

El reporte de “Medida de variables eléctricas” es No Buferizado, esto solo enviará datos al existir un cambio en su magnitud en cada periodo de integridad propuesto.

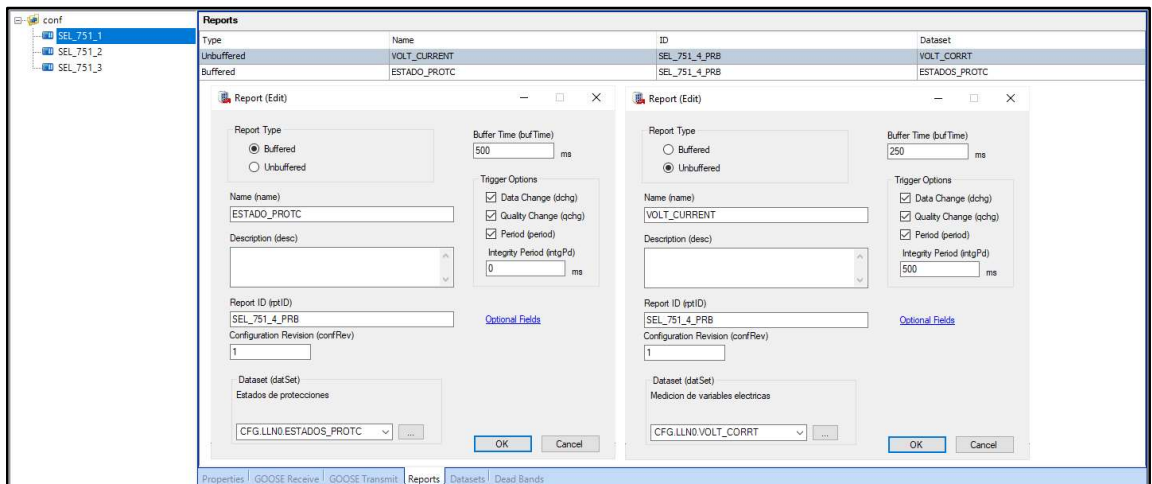


FIGURA 92: REPORTE BUFERIZADOS Y NO BUFERIZADOS DE SEL 751 - 1

Los DataSets y Nodos lógicos usados para transmitir mensajería GOOSE se detallan figura 93 y figura 94.

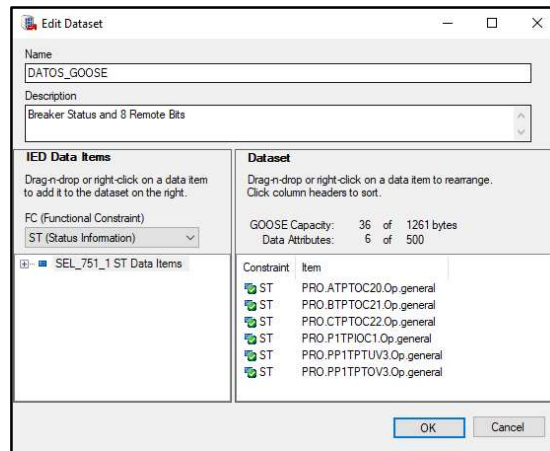


FIGURA 93: DATASETS Y NODO LÓGICOS PARA MENSAJERIA GOOSE DE RELE SEL 751 – 1

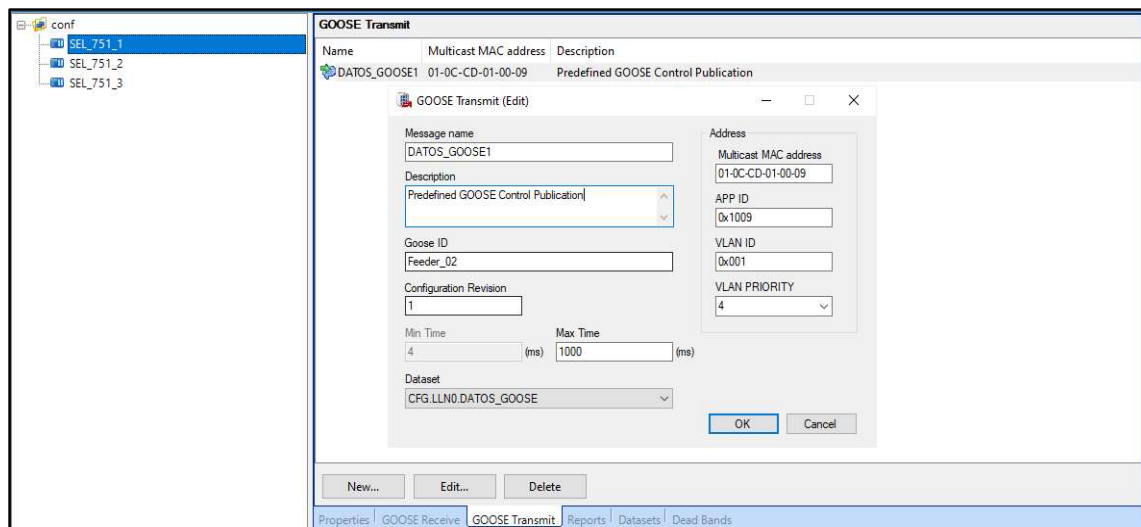


FIGURA 94: CONFIGURACIÓN PARA TRANSMISOR GOOSE RELE SEL 751 - 1

4.2.2.2 Configuración IEC 61850 para SEL 751 – 2 y SEL 751 -3

El relé SEL 751- 2 y SEL 751 - 3 serán destinados únicamente para ser receptores de mensajería GOOSE del relé SEL 751 – 1.

El relé **SEL 751-2**, recibe el mensaje del estado de protección 50 (sobrecorriente instantáneo). En cuanto haya un evento este relé se encargará de despejar la falla. Los ajustes son parametrizados como en la figura 95.

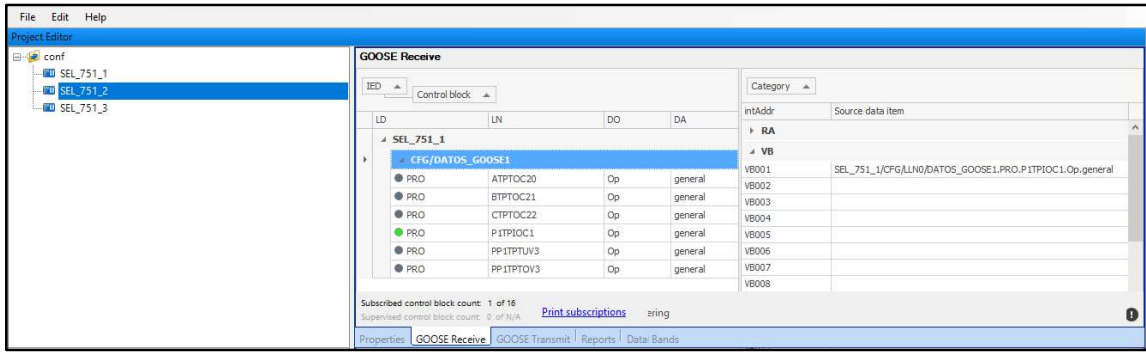


FIGURA 95: PARAMETROS GOOSE SEL 751 - 2

El relé **SEL 751-3**, recibe el mensaje del estado de protección 51 (sobrecorriente temporizada). En cuanto haya un evento este relé se encargará de despejar la falla. La configuración se detalla en la figura 96.

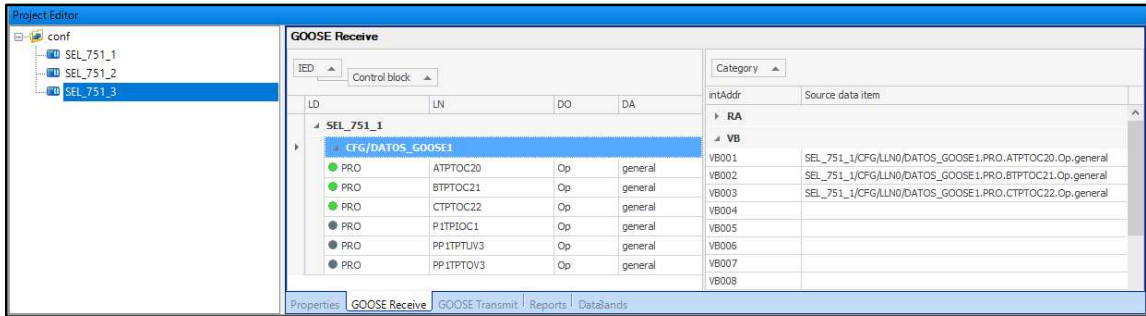


FIGURA 96: CONFIGURACIÓN DE PARAMETROS GOOSE SEL 751 – 3

Finalmente se envía los ajustes IEC 61850 a cada relé, verificando que los parámetros de comunicación estén correctos, ver figura 97.

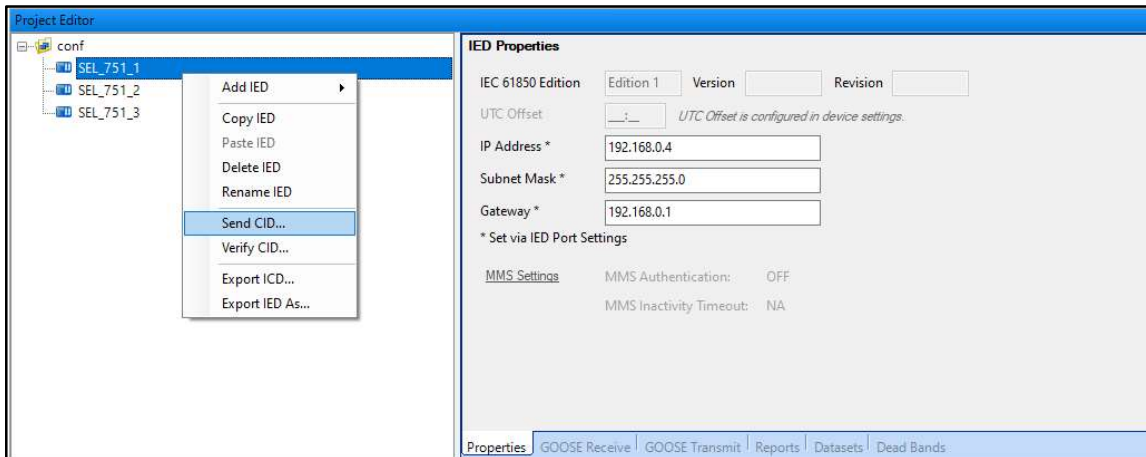


FIGURA 97: ENVIO DE AJUSTE IEC 61850 PARA CADA RELÉ

4.3 Configuración de RELAB OPC SERVER

Debido a que este trabajo se implementa bajo protocolo IEC 61850-MMS, se empleó un servidor de OPC capaz de operar en este estándar. Entre las varias opciones en el mercado se hallaron Kepware OPC, Matrikon OPC, pero ambos son software pagados. Por lo que se seleccionó el servidor de OPC de RELAB, que es de uso libre y cuenta con todas las características básicas para nuestra simulación.

Una vez configurado los relés, estos dispositivos deben conectarse con la Interfaz de LabView mediante un lenguaje universal en este caso el OPC.

Para ello seguimos los siguientes pasos:

1 Abrir la consola de RELAB OPC y clic derecho en “Producer” seleccionamos para luego seleccionar “Load Driver”, ver imagen 98.

2 Seleccionamos “IEC – 61850 devices Driver” y adjuntamos un nombre a nuestro dispositivo, ver imagen 98.

3 Ingresamos los parámetros de comunicación, según tabla 9.

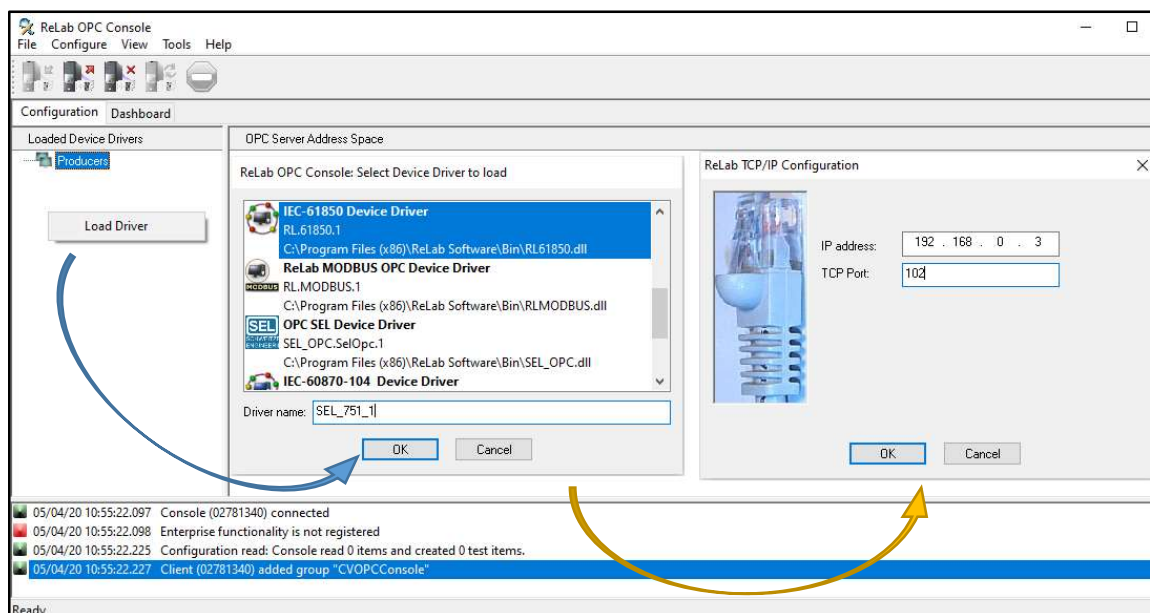


FIGURA 98: CONFIGURACIÓN DE UN DISPOSITIVO IEC 61850

Para ejecutar el mapeo de variables debemos conocer las etiquetas según el protocolo IEC 61850. Las etiquetas usadas se pueden observar en la figura 91 y figura 93.

Las variables mapeadas se separaron en dos grupos para una mejor distribución y fácil acceso desde el centro de medida, detalla en la figura 99.

Las etiquetas se separan de esa manera para facilitar a LabView a encontrar las variables de tipo booleanas y variables tipo Analógicas. En caso de no realizar grupos de variables, LabView realizará un mapeo completo a todas las variables existentes en el relé y por lo tanto tomará mayor tiempo en la transferencia de datos.

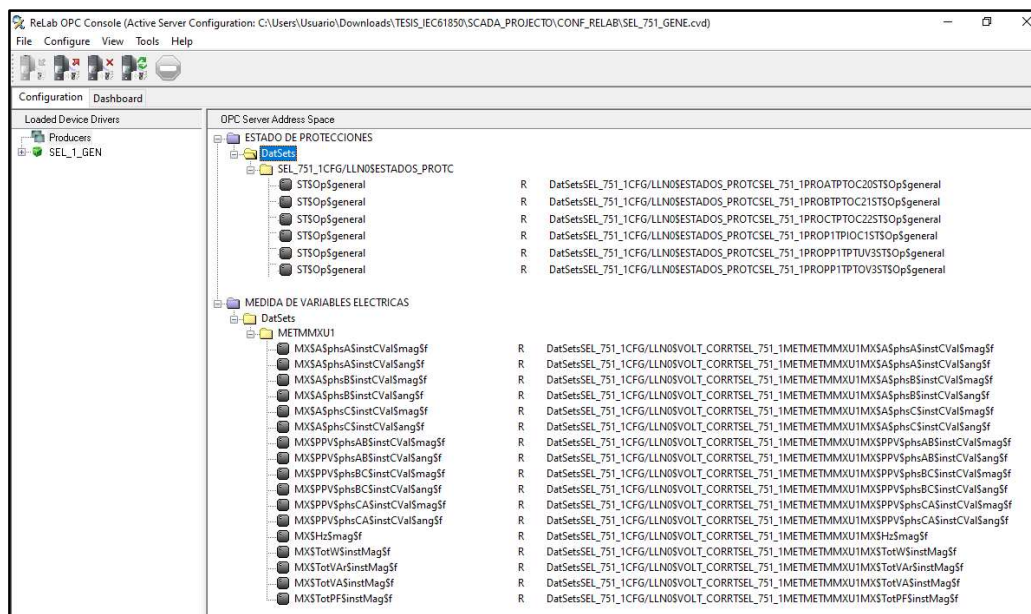


FIGURA 99: AGRUPACIÓN DE TAGS EN RELAB OPC SERVER

Para verificar que los enlaces están correctos se procede a medir las variables y ver la calidad de las misma, ver figura 100. En caso de que exista problemas de comunicación, la columna “Quality” mostrará el mensaje “Bad / Unkown” en las variables que presentas problemas.

Full Name	Tag Name	Value	Timestamp	Quality	Access	Type	Description
SEL 2414.TEMP...	MXSA5phsASinstCValSangSf	8.130104	23/02/2015 16:00:01.743	Good	R	Float	Angulo Corriente Fase A
SEL 2414.TEMP...	MXSA5phsBSinstCValSangSf	8.130104	23/02/2015 16:00:01.743	Good	R	Float	Angulo Corriente Fase B
SEL 2414.TEMP...	MXSA5phsCSinstCValSangSf	8.130104	23/02/2015 16:00:01.743	Good	R	Float	Angulo Corriente Fase C
SEL 2414.TEMP...	MXSA5neutSinstCValSangSf	8.130104	23/02/2015 16:00:01.743	Good	R	Float	Angulo Corriente Neutro
SEL 2414.TEMP...	MXSPPV5phsABsinstCValSangSf	-67.83367	23/02/2015 16:00:01.743	Good	R	Float	Angulo Voltaje AB
SEL 2414.TEMP...	MXSPPV5phsBCsinstCValSangSf	92.41953	23/02/2015 16:00:01.743	Good	R	Float	Angulo Voltaje BC
SEL 2414.TEMP...	MXSPPV5phsCAsinstCValSangSf	146.4966	23/02/2015 16:00:01.743	Good	R	Float	Angulo Voltaje CA
SEL 2414.TEMP...	MXSPhV5phsASinstCValSangSf	-120.5297	23/02/2015 16:00:01.743	Good	R	Float	Angulo Voltaje Fase A
SEL 2414.TEMP...	MXSPhV5phsBSinstCValSangSf	123.6901	23/02/2015 16:00:01.743	Good	R	Float	Angulo Voltaje Fase B
SEL 2414.TEMP...	MXSPhV5phsCSinstCValSangSf	175.1355	23/02/2015 16:00:01.743	Good	R	Float	Angulo Voltaje Fase C
SEL 2414.TEMP...	MXSMaxA5phsASinstMagSf	0	23/02/2015 16:00:01.743	Good	R	Float	Corriente FA
SEL 2414.TEMP...	MXSDmdA5phsASinstMagSf	0	23/02/2015 16:00:01.743	Good	R	Float	Corriente FA Demanda
SEL 2414.TEMP...	MXSPkDmdA5phsASinstMagSf	0	23/02/2015 16:00:01.743	Good	R	Float	Corriente FA Demanda Pico
SEL 2414.TEMP...	MXSDmdA5phsBSinstMagSf	0	23/02/2015 16:00:01.743	Good	R	Float	Corriente FB Demanda
SEL 2414.TEMP...	MXSPkDmdA5phsBSinstMagSf	0	23/02/2015 16:00:01.743	Good	R	Float	Corriente FB Demanda Pico
SEL 2414.TEMP...	MXSDmdA5phsCSinstMagSf	0	23/02/2015 16:00:01.743	Good	R	Float	Corriente FC Demanda
CALISTO 9.Calistol	ST\$IndSstVal	False	31/12/1969 19:00:51.309	Good	R	Boolean	
CALISTO 9.Calistol	ST\$IndSstVal	False	31/12/1969 19:00:51.309	Good	R	Boolean	
CALISTO 9.Calistol	ST\$IndSstVal	False	31/12/1969 19:00:51.309	Good	R	Boolean	
CALISTO 9.Calistol	ST\$IndSstVal	False	31/12/1969 19:00:51.309	Good	R	Boolean	
CALISTO 9.Calistol	ST\$IndSstVal	False	31/12/1969 19:00:51.309	Good	R	Boolean	
CALISTO 9.Calistol	ST\$IndSstVal	False	31/12/1969 19:00:51.309	Good	R	Boolean	
CALISTO 9.Calistol	ST\$IndSstVal	False	31/12/1969 19:00:51.309	Good	R	Boolean	
CALISTO 9.Calistol	ST\$IndSstVal	False	31/12/1969 19:00:51.309	Good	R	Boolean	
CALISTO 9.Calistol	ST\$IndSstVal	False	31/12/1969 19:00:51.309	Good	R	Boolean	
CALISTO 9.Calistol	ST\$IndSstVal	False	31/12/1969 19:00:51.309	Good	R	Boolean	

FIGURA 100: ESTADO DE VARIABLES ENLAZADAS

4.4 Configuración de software de monitoreo LABVIEW

LabView es una de las herramientas más utilizadas para desarrollo de interfaz SCADA, ya que su plataforma de programación gráfica es muy intuitivo y fácil manejo. Este software permite diseñar todo tipo de sistemas sean grades y pequeños.

Luego de configurar el enlace de datos a través del servidor OPC (RELAB), se utilizó los datos de las etiquetas para desarrollar la programación de los instrumentos virtuales ver anexo 1. La disposición de estos datos es viable por el Módulo de registro de datos y supervisión (DSC) y al dispositivo de media en tiempo real RTM que son embebidas en el software.

El interfaz gráfico permite la visualización de las variables considerados importantes en nuestro SEP (Alarmas y medidas eléctricas).

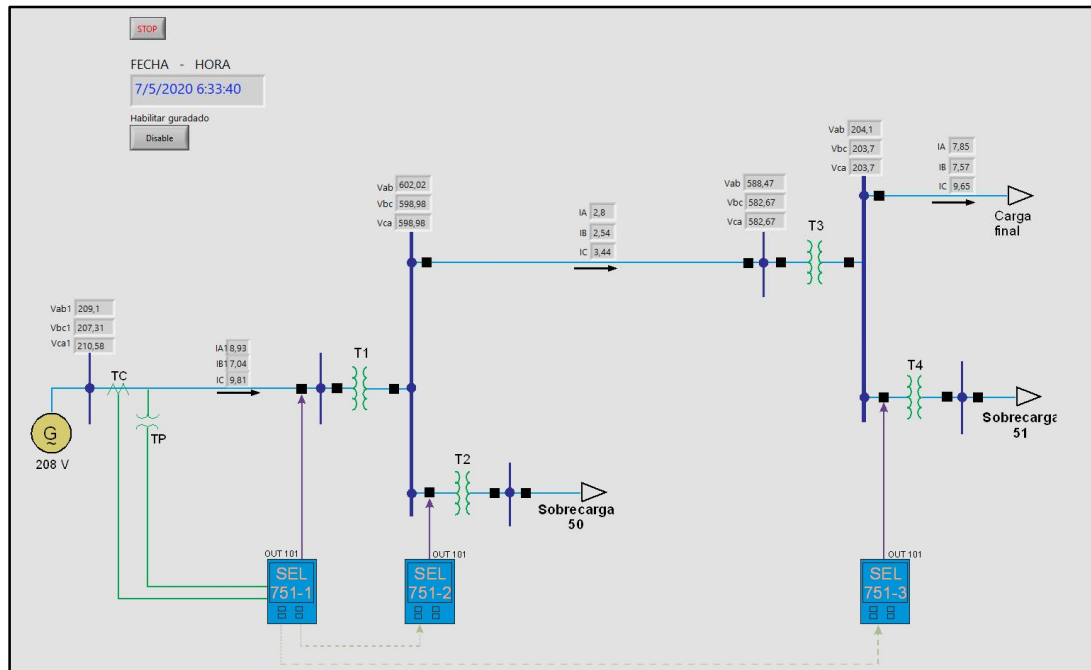


FIGURA 101: INTERFAZ GRAFICO DE SIMULACIÓN DE SEP

4.4.1.1 Diagrama de SEP en tiempo real

En esta ventana se puede apreciar datos críticos como de nuestra simulación como son:

El pulsador de apagado que permite sacar fuerza de servicio todo el SEP cuando ya no se desee realizar pruebas, ver figura 102.

Indicador de fecha y hora para conocer tiempo exacto cuando ocurre algún evento o anomalía, ver figura 102.

Visualizador de Voltajes y Corriente, nos permite conocer los valores en cada elemento del SEP (Transformadores, Generador, Líneas y Barras), ver figura 102.

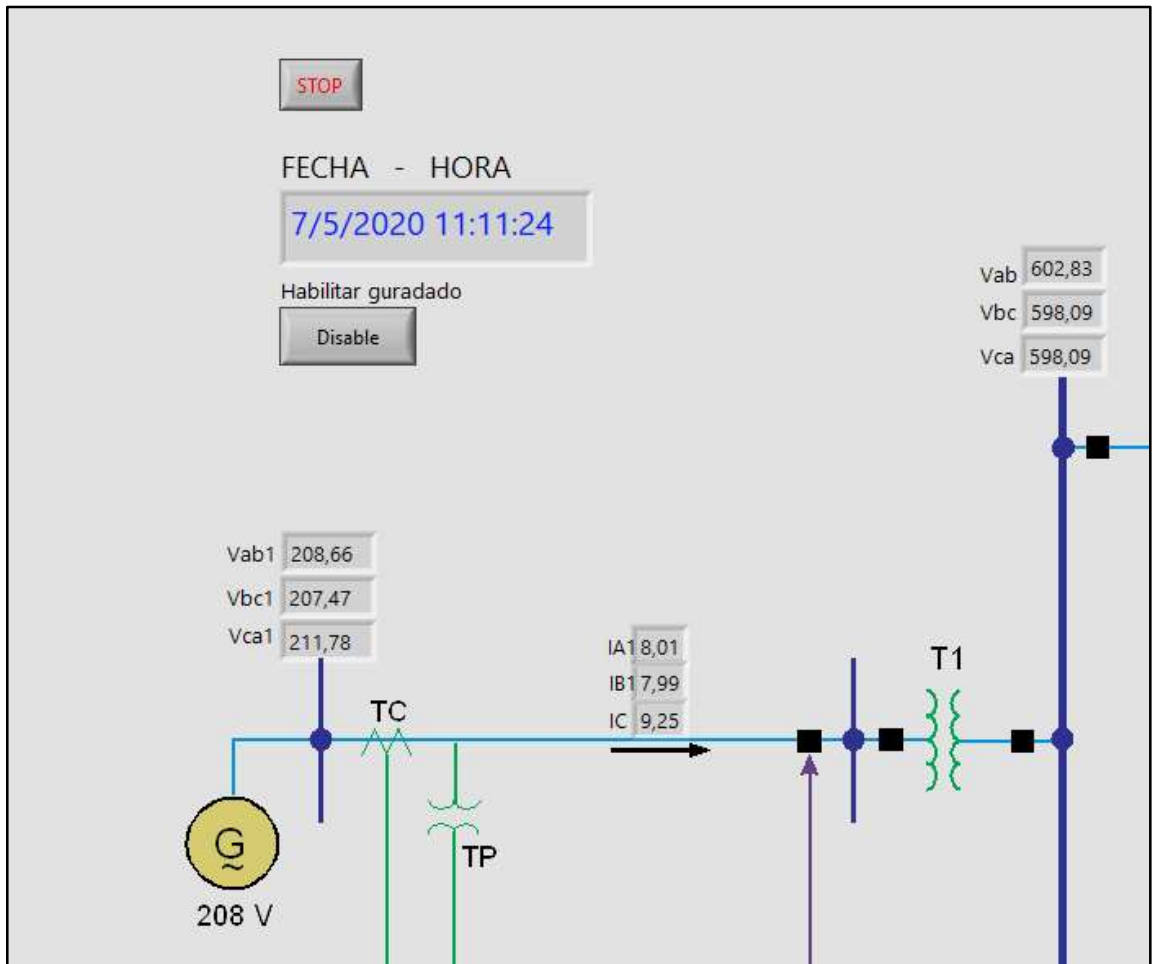


FIGURA 102: DIAGRAMA DE SEP EN TIEMPO REAL

Generador de archivos en Excel, esta herramienta nos permite guardar datos durante un periodo de tiempo y realizar una revisión posteriormente, ver figura 103.

El archivo se genera mediante el comando “Write To Measurement file”, en la cual presenta varios formatos de archivos (txt, xlsx y tdm) para guardar. Posee una entrada de señal donde se ingresa las variables y las guarda en una columna dentro de la hoja de Excel. Cada variable se guarda con su respectiva estampa de tiempo en otra columna, permitiéndonos así poder realizar una gráfica de la variable

Time	VAB	VBC	VCA	IA	IB	IC
7/5/2020 09:55:14,000	208,888267	207,586542	210,653535	8,844147	7,63742	9,879065
7/5/2020 09:55:14,000	207,21152	207,047683	211,156201	8,041715	7,522507	9,747294
7/5/2020 09:55:14,000	209,82731	208,970718	210,650494	8,931726	7,455717	9,170593
7/5/2020 09:55:14,000	207,379474	208,645906	212,649524	8,950299	7,188635	9,94963
7/5/2020 09:55:14,000	208,688783	206,331925	211,592304	8,043288	7,908728	9,896891
7/5/2020 09:55:14,000	207,51734	207,119349	210,08099	8,72755	7,835052	9,068105
7/5/2020 09:55:14,000	207,382141	207,627485	210,281966	8,740763	7,845551	9,56768
7/5/2020 09:55:14,000	209,317988	207,298561	211,716868	8,51992	7,98443	9,566003
7/5/2020 09:55:14,000	207,06985	207,030519	211,72683	8,159445	7,423754	9,976616
7/5/2020 09:55:14,000	209,793735	206,087159	210,008684	8,082289	7,763064	9,240251

FIGURA 103: ARCHIVO EN EXCEL GENERADO DURANTE LA SIMULACIÓN

4.4.1.2 Ventana de observación de Mediciones eléctricas

En esta se observa con más detalle cada variable de cada elemento, generador ver figura 104 y transformadores ver figura 105, variables como corrientes, voltajes y potencias. En el interfaz se muestra los valores RMS de voltaje y corriente mediante un indicador de medida analógica. También se obtiene las potencias suministradas por el generador.

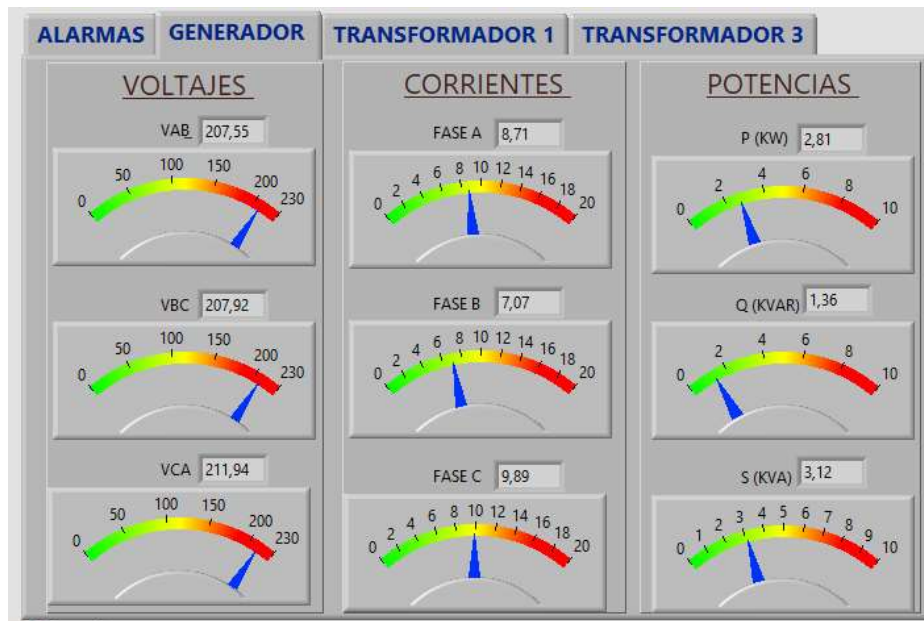


FIGURA 104: VENTANA DE VISUALIZACIÓN DE GENERADOR

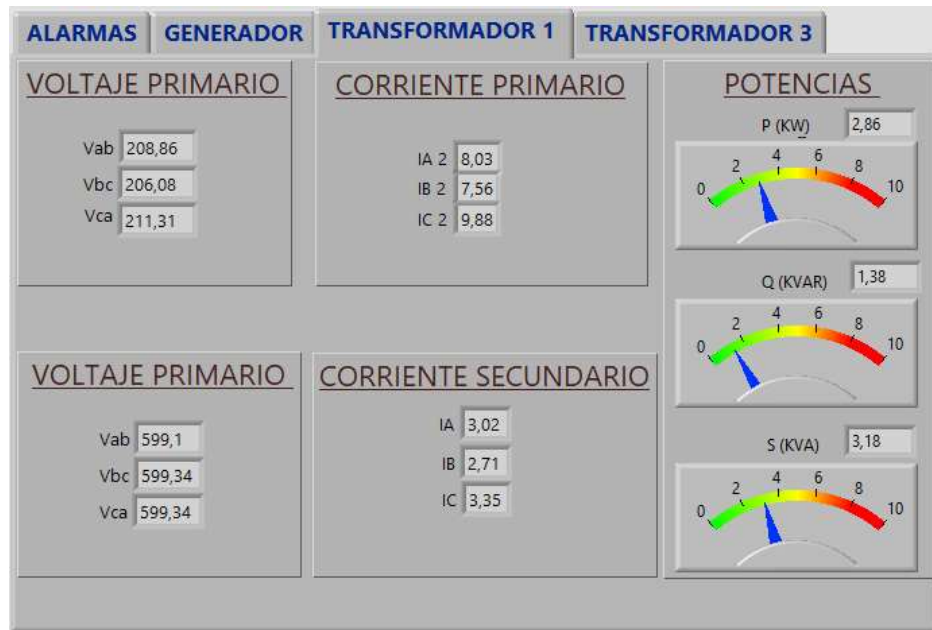


FIGURA 105: VENTANA DE VISUALIZACIÓN DE TRANSFORMADOR

4.4.1.3 Ventana de observación de Alarmas

En este mostrador de alarmas se observa varios indicadores entre ellas las alarmas de las protecciones del relé.

Ya que los estados de protecciones son valores booleanos se colocó indicadores lumínicos que se encienden cuando esta función se ejecutó.



FIGURA 106: VISUALIZACIÓN DE ALARMAS

4.5 Resultados

Luego de realizar las mediciones en el sistema SCADA, se procedió a realizar las respectivas comparaciones de variables reales ver figura 107 y variables obtenidas con IEC61850 ver figura 108.

Estas mediciones se obtuvieron en la salida de una fuente trifásica mediante un analizador de red. Se tomaron muestras de voltaje en un rango de 100 milisegundos y esos datos fueron almacenados dentro de una hoja de cálculo (Excel). Luego los datos fueron cargados al LabView y extrapolados utilizando un graficador de forma de onda ver figura 107. Las mediciones se encuentra adjunto en el anexo 1.

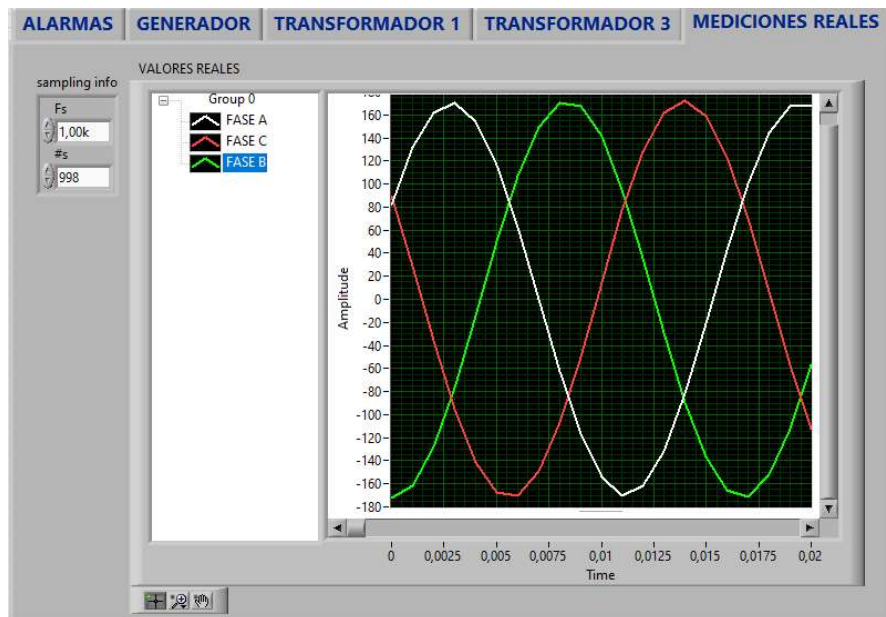


FIGURA 107: MEDICIONES REALES DE TENSIÓN DEL GENERADOR

De la misma manera se obtiene los datos de tensión medidas con el sistema SCADA, estos datos pasaron por varias etapas: medición de tensión a través de un TP, luego estos datos analógicos son cargados en el merging Unit de los relés y convertido en dato digital. Como nuestro SCADA utiliza normativa IEC 61850 los datos son enviados vía red ethernet asignando una etiqueta única para cada variable. Debido a que el software LabView no puede leer datos directamente desde el relé por la incompatibilidad de protocolos se utilizó un convertidor OPC que establece un lenguaje único en que todos los integrantes de la red

se puedan comunicar. De esta manera el software LabView puede registrar los valores de los elementos.

Este parámetro de tensión al pasar por varias etapas de conversión pierde confiabilidad en sus mediciones. Finalmente, los datos medidos con el SCADA son representados en la figura 108.

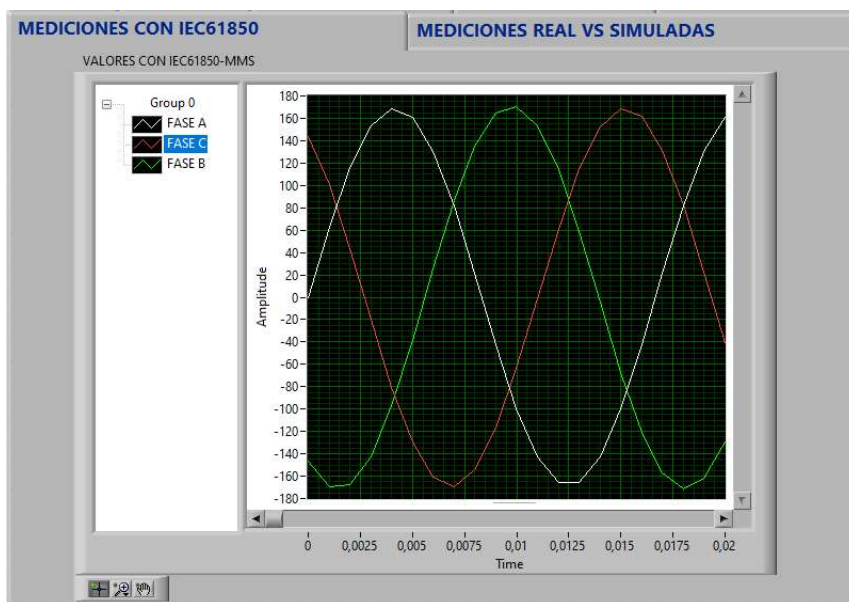


FIGURA 108: MEDICIONES OBTENIDAS CON IEC 61850 DE VOLTAJE DE GENERADOR

Para poder realizar las comparaciones entre gráficos detallados en la figura 109, obtuvimos datos de tensión de la Fase A tanto real como medido. Valores de tensión que son mostrados en la tabla 10.

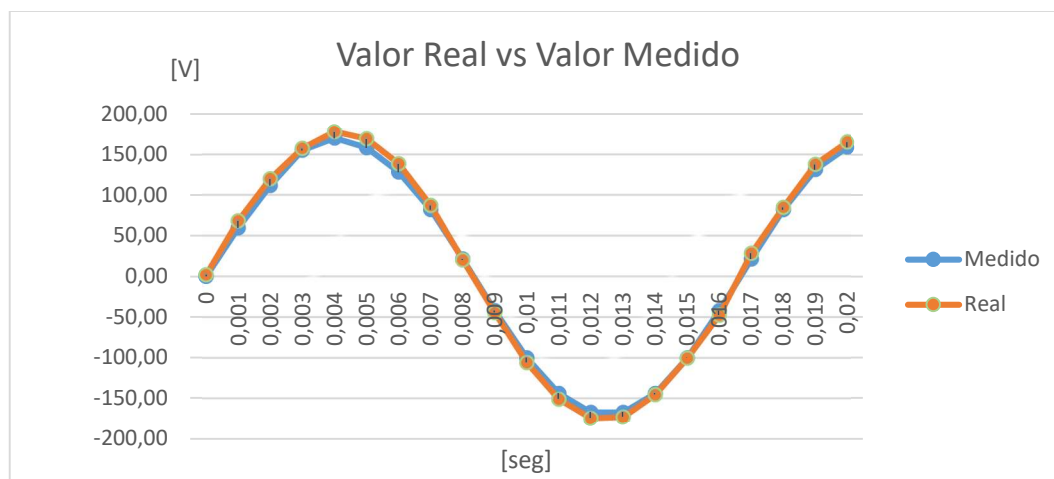


FIGURA 109: ONDA DE TENSION DE LA FASE A REAL Y MEDIDO

TABLA 10: VALORES TENSIÓN MEDIDO VS REAL

Time - FA_MED	Amplitud - FA_SIM	Time - FA_REAL	Amplitud - FA_REAL
0	0,00	0	2
0,001	59,6869	0,001	68,1761
0,002	111,57	0,002	119,688
0,003	155,081	0,003	157,39
0,004	169,951	0,004	177,987
0,005	157,953	0,005	169,288
0,006	128,209	0,006	138,516
0,007	82,0365	0,007	87,1322
0,008	21,3427	0,008	20,2133
0,009	-42,3487	0,009	-44,5446
0,01	-100,092	0,01	-106,046
0,011	-143,778	0,011	-151,075
0,012	-167,271	0,012	-174,448
0,013	-167,271	0,013	-172,882
0,014	-143,778	0,014	-145,457
0,015	-100,092	0,015	-100,602
0,016	-42,3487	0,016	-47,6183
0,017	21,3427	0,017	28,2106
0,018	82,0365	0,018	84,7797
0,019	131,209	0,019	137,442
0,02	158,953	0,02	165,222

De la tabla 10 se obtiene datos los valores picos 169.95 V para valor medido y 177.87 V para el valor real. De esta forma se estable la función fundamental de la onda de voltaje.

$$v(t)_{real} = 177.87 \text{ sen}(t)$$

$$v(t)_{medido} = 169.95 \text{ sen}(t)$$

Para poder determinar el error existente entre ambas ondas se procede a hallar el valor RMS usando la ecuación 1.

$$v_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T} * \int_0^T v(t)^2 dt} ; \quad \text{Ecuación (1)}$$

donde T es periodo

$$v_{RMS-real}=125.77 \text{ V}$$

$$v_{RMS-medido}=12.17 \text{ V}$$

Para determinar la calidad de la medida utilizamos el valor relativo existente entre ambas utilizando la ecuación 2.

$$e_{rel} = \frac{|V_{medido} - V_{real}|}{V_{real}} * 100 [\%] \quad \text{Ecuación (2)}$$

$$e_{rel} = \frac{|120.17 - 125.77|}{125.77} * 100 [\%]$$

$$e_{rel} = 4.5 \%$$

En la interfaz se muestra los porcentajes de error existente en cada voltaje de fase mostrados en la figura 110.

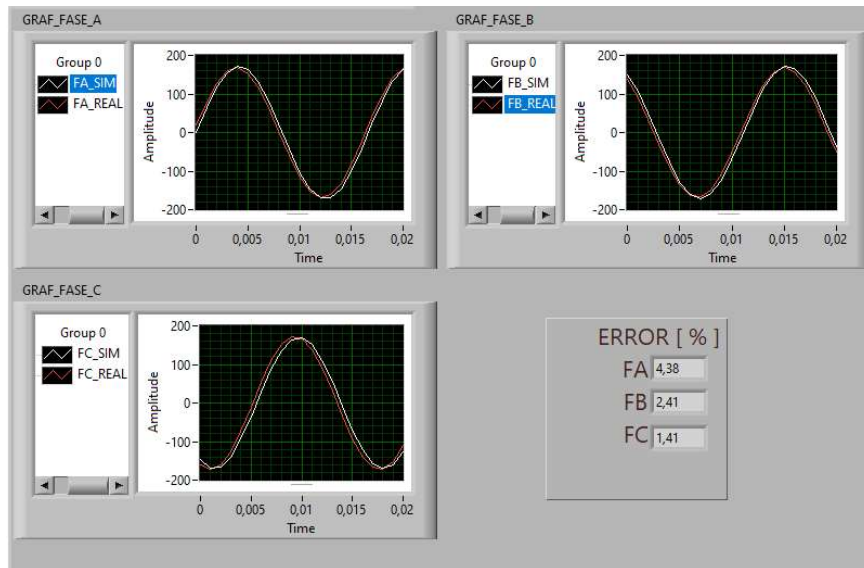


FIGURA 110: PORCENTAJES DE ERROR EN LOS VOLTAJES DE FASE

Los niveles de error se encuentran dentro del 10% recomendado en estudios de confiabilidad establecida en los proyectos académicos.

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Se diseñó un sistema SCADA permite realizar pruebas de entrenamiento de funciones de protección y la comunicación de elementos dentro de una subestación eléctrica. El Sistema opera dentro del nivel de bahía y/o proceso en los módulos didácticos de protecciones en: líneas de Transmisión, mallas de distribución y Generación. También se implementó el servicio de telemetría, para las cuales fueron consideraras las fases primordiales de cumplimiento como son: la preferencia de topología, establecimiento de protocolos, dispositivos a elegirse que arman la red y ajustes de los dispositivos. Al existir diferentes protocolos de comunicación entre los elementos y la interfaz, se optó por el uso servidor de OPC, que establece un protocolo universal facilitando la transferencia de datos entre los elementos.
- Se estudió el funcionamiento de los módulos de protecciones existentes en el laboratorio, en estos módulos se realizaron las pruebas de funcionamiento de los Relés (IEDs) de protección para sobrecorriente instantáneas y temporizadas. Este entrenamiento previo permitió obtener mayor control al momento de realizar pruebas futuras.
- Se diseñó un sistema SCADA Mediante el software LabView, esta interfaz permite integrar todos los dispositivos inteligentes (IED) y mediante telemetría adquiere datos (parámetros eléctricos) de los diferentes elementos (generador, transformador, barras e interruptores) existentes en los módulos de protecciones de sistemas eléctricos de potencia, de esta manera se pudo visualizar y adquirir datos desde un centro de control centralizado (Módulo de comunicación IEC 61850).
- Se estableció la comunicación desde el SCADA y hacia los distintos IEDs utilizando el estándar de comunicación OPC mediante el uso de un software gratuito (RELAB

OPC) que permite realizar la conversión y comunicación de diferentes protocolos que manejan tanto los IEDs y el software LabView.

- Se elaboró una guía con los pasos para el diseño del sistema SCADA que integra los IEDs de los Módulos de protección siguiendo la normativa IEC 61850 además se establecieron los procedimientos que van desde la configuración de los IED, topología de red, protocolos de comunicación (reportes MMS, mensajería Goose) hasta la integración con el SCADA.
- Haber diseñado un SCADA nos deja clara la importancia de que un ingeniero eléctrico no solo sepa sobre los fenómenos y parámetros eléctricos que influyen dentro de un SEP, sino que además adquiera conocimientos para la gestión de estos.

5.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda adquirir el controlador de IEC 61850 para LabView, ya que mediante este dispositivo el programa lee directamente los datos desde el relé eliminando el servidor OPC. De esta manera se reduce tiempo en la transferencia y se incrementa la confiabilidad de los datos.
- Se recomienda utilizar una terminal remota (RTU) en futuros estudios para la obtención de señales y hacer comparaciones utilizando un servidor OPC.

6 Bibliografía

- [1] Isabel Vásquez Hidalgo, «GESTIOPOLIS,» 2016. [En línea]. Available: <https://nodo.ugto.mx/wp-content/uploads/2016/05/Tipos-de-estudio-y-m%C3%A9todos-de-investigaci%C3%B3n.pdf>.
- [2] J. Trashorras Montecelos, Subestaciones Eléctricas, Paraninfo, 2015.
- [3] Enriquez Harper , Fundamentos de instalaciones de mediana y alta tensión, Mexico : Limusa S.A, 2015.
- [4] K. Cruz Rodríguez y C. Morales Cisneros, DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN MÓDULO DIDÁCTICO DE PROTECCIONES PARA SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA (SEP) APLICADO A SISTEMAS DE TRANSMISIÓN, Guayaquil, 2016.
- [5] R. A. Ayala Ramirez y J. E. Tenesaca Chacaguasay, “Implementación de un sistema de comunicación IEC 61850 para monitoreo y control de los módulos de protección de líneas de transmisión, sistemas de generación y redes de distribución.”, Guayaquil, 2018.
- [6] S. Electric, 2016. [En línea]. Available: http://www.electrical-installation.org/enwiki/Overvoltage_definitions.
- [7] J. Yépez Nicola y K. Granda Bayas, IMPLEMENTACIÓN DE MENSAJERÍA GOOSE BAJO LA NORMA IEC 61850 EN RELÉS SEL PARA ESQUEMAS DE PROTECCIONES DE BARRA, Guayaquil, 2017.
- [8] José García Trasancos , Instalaciones Eléctricas En Media Y Baja Tensión, Madrid-ESPAÑA: Paraninfo , 2014.
- [9] H. Wayne Beaty, Donald Fink, Standard Handbook for Electrical Engineers Sixteenth Edition, 2014.

- [10] Normas ANSI / ISA , «UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA,» 2012. [En línea]. Available: <file:///C:/Users/frgiv/Downloads/ANSI%20ISA%20-%20Espa%C3%B1ol%20Incompleto.pdf>.
- [11] CELEC EP TRANSELECTRIC , «Diseño de Subestaciones,» 2016. [En línea]. Available: https://www.celec.gob.ec/transelectric/images/stories/baners_home/LOTAIP_NEW/2016/04-2016/a3_Regulaciones%20y%20procedimientos/Resources/Disenio%20de%20Subestaciones.pdf.
- [12] Enríquez Harper , Elementos de diseños de subestaciones eléctricas, Limusa Noriega Editores , 2016.
- [13] España. Ministerio de Industria, Energía y Turismo, RAT. Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 023, ESPAÑA: Ediciones Paraninfo, S.A., 2015.
- [14] FRANCISCO JOSE ENTRENA GONZALEZ, Montaje de redes electricas aereas de alta tension ELEE0209, Málaga : IC EDITORIAL , 2014.
- [15] Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE Standards Association, «IEEE Recommended Practice for Implementing an IEC 61850-Based Substation Communications, Protection, Monitoring, and Control System,» 2017. [En línea]. Available: <https://books.google.com.ec/books?id=7NwdtAEACAAJ&dq=IEEE+Recommended+Practice+for+Implementing+an+IEC+61850-Based+Substation+Communications,+Protection,+Monitoring,+and+Control+System&hl=es-419&sa=X&ved=0ahUKEwiVtdahlKTIAhWw1lkKHSNICfUQ6AEIKDAA>.

- [16] Siemens Igenity for lify , «Power Engineering Guide,» 2016. [En línea]. Available:
<https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/public.1519820535.5bfb815b0db95760272f17c1329cc56c0c402686.peg8-final-160812.pdf>.
- [17] Luz María Fernández Bravo, «Diseño del Sistema de Control y Protección de una Posición de Línea de 220 kV,» 2013. [En línea]. Available:
<http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/71104/fichero/TFM-1104-FERNANDEZ.pdf>.
- [18] OSHA, «Occupational Safety & Health Administration,» 2015. [En línea]. Available:
https://www.osha.gov/SLTC/etools/electric_power/illustrated_glossary/substation.html.
- [19] Standard globalspec, «IEEE C37.100 - Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.,» 1992. [En línea]. Available:
<https://standards.globalspec.com/std/546682/IEEE%20C37.100>.
- [20] General Electric, «gegridsolutions,» 2016. [En línea]. Available:
https://www.gegridsolutions.com/products/brochures/Dead_Tank_Circuit-Breakers_Brochure_GEA31987.pdf.
- [21] R.K Rajput, Electrical Engineering, Laxmi Publications , 2014 .
- [22] S&C ELECTRIC COMPANY, «S&C Series 2000 Circuit-Switchers Outdoor Transmission 69 kV through 230 kV,» 2014. [En línea]. Available:
<https://www.sandc.com/globalassets/sac-electric/documents/sharepoint/documents---all-documents/descriptive-bulletin-716-30.pdf>.
- [23] Joaquin Gonzáles Pérez, Juan Gonzáles Jiménez , Mnatenimientos de centros de tranformación, Malaga - Antequera : IC EDITORIAL , 2014.

- [24] IEEE Power Engineering Society, «Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations,» 2015. [En línea]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=552978&isnumber=12013>.
- [25] Shoaib Khan, Sheeba Khan, Ghariani Ahmed, Industrial Power Systems, https://books.google.com.ec/books?id=3H50DwAAQBAJ&pg=SA11-PA93&dq=lightning+mast+substation&hl=es&sa=X&ved=0ahUKEwiOq_CD-qvLAhUN2VkKHWc7ADUQ6AEIKDAA#v=onepage&q&f=false, 2015.
- [26] IBM Knowledge Center, «IBM Knowledge Center,» 2015. [En línea]. Available: https://www.ibm.com/support/knowledgecenter/es/ssw_aix_72/network/tcpip_protocols.html.
- [27] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, SEL-751 Feeder Protection Relay - Instruction Manual, Pullman, 2014.
- [28] FABELEC-ELECTRO INDUSTRIAL, SOLUCIONES TECNOLÓGICAS, 2019. [En línea]. Available: <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=1132&edi=60&xit=protocolo-dnp3..>
- [29] N. Instruments, «Ni,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.ni.com/es-es/innovations/white-papers/14/the-modbus-protocol-in-depth.html>.
- [30] José Luis Sanz, Jose Carlos Toledano , TÉCNICAS Y PROCESOS EN LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN, Paraninfo , 2013.
- [31] D. López Chica y C. Neira Neira, Proyecto IEC 61850, redes de comunicación y sistemas en subestación eléctrica, Cuenca, 2015.
- [32] Universidad de Sevilla, biblioteca de ingeniería, «bibing.us.es,» 2015. [En línea]. Available:

<http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70427/fichero/2.+Redes+de+comunicaci%C3%B3n.pdf>.

- [33] Samuel Juliá, «Gadae Netweb,» [En línea]. Available: <https://www.gadae.com/blog/tipos-de-redes-segun-su-uso/>.
- [34] Alejandro Barcia Carvajal, «conoce sobre informatica,» 2019. [En línea]. Available: <https://conocesobreinformatica.com/topologias-de-red/>.
- [35] Luis Miguel Jiménez, Rafael Puerto, Luis Payá, Sistemas distribuidos: Arquitectura y aplicaciones, Valencia: Universidad Miguel Hernandez de Elche, 2017.
- [36] Digital Guide, «Digital Guide,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.ionos.es/digitalguide/servidores/know-how/los-tipos-de-redes-mas-conocidos/>.
- [37] Ali Grami, Introduction to Digital Communications, London: Academic Press, 2015.
- [38] M. B. Lobato, IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES, Sevilla: Universidad de Sevilla, 2015.
- [39] Lars S. Andersson, Klaus-Peter Brand, Wolfgang Wimmer, «Semantic Scholar,» 2015. [En línea]. Available: https://pdfs.semanticscholar.org/7029/171a3b82980374c0727d1930edce9d165746.pdf?_ga=2.134381556.423160992.1588861350-1630222274.1588861350.
- [40] Luz Inés Hincapié Mesa, Jorge Rincón Bonilla, Germán Zapata Madrigal, Leonardo Vásquez Ruiz y Wilson Castillo Bautista, «UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA,» 2015. [En línea]. Available: http://grupotytedellin.unal.edu.co/descargas/Driver_IEC_61850.pdf.

- [41] Nasser Hasan Ali, Borhanuddin Mohd. Ali, Mohammed A. Abdala, Mohammad Lutfi Othman, Fazirulhisyam b. Hashim, «Elsevier,» 2014. [En línea]. Available: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S2314717214000440?token=4654793A7C04719580A7CFA2509CE7F05191FD3F018F21E1AFCDDFA7C87C2B939FA302BE810916BA1DEBD02B579143B9>.
- [42] K. Vásquez, Utilizacion y aplicaciones de registradores automaticos de perturbaciones en el sistema nacional de transmision, 2017.
- [43] p. Vulgarín y G. Bermudez, Estudios de flujos de potencia y cortocircuitos para la implementación de los registradores automáticos de perturbaciones en la subestación Pascuales 230/138/69 kv, Guayaquil, 2015.
- [44] Veris Industries, Ampere, Protecciones Eléctricas, 2019.
- [45] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, SEL-387E Relay Current Differential and Voltage Protection Relay - Instruction Manual, Pullman, 2014.
- [46] Jignesh Parmar, «Electrical Notes & Articles,» 2013. [En línea]. Available: <https://electricalnotes.wordpress.com/2013/01/01/types-of-over-current-relay/>.
- [47] G. Enríquez Harper, Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales, Limusa/Noriega, 2015.
- [48] control, «Control Automation,» 2014. [En línea]. Available: <https://control.com/textbook/electric-power-measurement-and-control/instantaneous-and-time-overcurrent-5051-protection/>.
- [49] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, SEL-421-4, -5 Relay Protection and Automation System - Instruction Manual, Pullman, 2014.
- [50] Robert Capella, «Schneider,» 2015. [En línea]. Available: https://frrq.cvg.utn.edu.ar/pluginfile.php/2738/mod_resource/content/0/PT071-Protecciones_en_MT.pdf.

- [51] E. Barón Martínez y J. Torres Ortega, AMPLIACIÓN DEL SISTEMA SCADA PARA TELECONTROL DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS EN UNA PLANTA DEL SECTOR INDUSTRIAL, Cartagena de Indias, 2017.
- [52] Rubén Aguilar, «sothis,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.sothis.tech/desarrollo-de-scadas-introduccion-a-wincc-open-architecture/>.
- [53] Controles y servicios S.A., «Controles y servicios,» [En línea]. Available: <https://controlsesyservicios.com.mx>.
- [54] T. Instruments, 2017. [En línea]. Available: <http://www.ti.com/tool/TIDA-00557#1>.
- [55] M. Tosatado, «Estaciones. Transmisión de información en los sistemas eléctricos».
- [56] Area Tecnología, «Tecnología,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.areatecnologia.com/electricidad/rele.html>.
- [57] W. Landy Viscaino, Desarrollo de un modelo de sistema de control y monitoreo de parámetros operacionales de un transformador de potencia, para el diagnóstico y detección temprana de fallas, Cuenca, 2015.

ANEXOS

SEL-751

Feeder Protection Relay

Specifications

<p>Power Supply</p> <p>125/250 Vdc or 120/240 Vac</p> <p>Rated Supply Voltage: 110–240 Vac, 50/60 Hz 110–250 Vdc</p> <p>Input Voltage Range: 85–264 Vac 85–300 Vdc</p> <p>Power Consumption: < 40 VA (ac) < 20 W (dc)</p> <p>Interruptions: 50 ms @ 125 Vac/Vdc 100 ms @ 250 Vac/Vdc</p> <p>Dimensions</p> <p>144.0 mm (5.67 in.) x 192.0 mm (7.56 in.) x 147.4 mm (5.80 in.)</p> <p>Weight</p> <p>2.7 kg (6.0 lbs)</p>	<p>AC Current Input</p> <p>Phase and Neutral Currents</p> <p>$I_{NOM} = 1\text{ A}$ or 5 A secondary, depending on model.</p> <p>$I_{NOM} = 5\text{ A}$</p> <p>Continuous Rating: 15 A, linear to 100 A symmetrical</p> <p>1 Second Thermal: 500 A</p> <p>Burden (per phase): < 0.1 VA</p> <p>AC Voltage Inputs</p> <p>V_{NOM} (L-L) Setting Range: 20–250 V (if DELTA_Y := DELTA) 20–440 V (if DELTA_Y := WYE)</p> <p>Rated Continuous Voltage: 300 Vac</p> <p>10 Second Thermal: 600 Vac</p> <p>Burden: < 0.1 VA</p> <p>Input Impedance: 4 MΩ differential (phase-phase)</p>
--	--

Communications Interfaces

	Communications Port Interfaces	Location	Feature
PORT F	EIA-232	Front	Standard
PORT 1	Option 1: 10/100BASE-T Ethernet (RJ-45 connector) Option 2: Dual, redundant 10/100 BASE-T Ethernet (Port 1A, Port 1B)	Rear	Ordering Option
PORT 2^a	Multimode Fiber-Optic Serial (ST [®] connector)	Rear	Standard
PORT 3	Option 1: EIA-232 Option 2: EIA-485	Rear	Ordering Option
PORT 4	Option 1: EIA-232 or EIA-485 Serial Communications Card Option 2: DeviceNet Communications Card ^b	Rear	Ordering Option

Communications Protocols

	PORT	Supported Protocol
<p>NOTE: FTP, Modbus, and DeviceNet protocols ignore the hide rules of the settings.</p>	PORT F	SEL ASCII and Compressed ASCII Protocols, SELBOOT, File Transfer Protocol, Modbus RTU Slave, C37.118 Protocol (synchrophasor data), and Event Messenger
	PORT 1	Modbus TCP/IP, FTP, TCP/IP, IEC 61850, DNP3 LAN/WAN, SNTP, and Telnet TCP/IP (SEL ASCII, Compressed ASCII, SEL Fast Meter, SEL Fast Operate, SEL Fast SER, SEL Fast Message) ^a
	PORT 2	All the protocols supported by Port 3
	PORT 3	SEL ASCII and Compressed ASCII Protocols, SEL Fast Meter, SEL Fast Operate, SEL Fast SER, SEL Fast Message, SEL Settings File Transfer, SEL MIRRORING BITS, DNP3, Modbus RTU Slave, C37.118 Protocol (synchrophasor data), and Event Messenger
	PORT 4	All the protocols supported by Port 3 and DeviceNet

IEC-61850 MMS OPC Device Driver Manual

Overview

IEC-61850 is a Substation Automation design standard - part of the IEC reference architecture for electric power systems.

Three core components of IEC-61850

- Object model: abstract definitions of services, data and Common Data Class, independent of underlying protocols
- Communication Specification: defines a communication between the IEDs of the substation automation system, maps services to actual protocols
- Configuration language: facilitates configuration information exchange

Advantages of using IEC-61850 standard protocol

- Utilization of a comprehensive set of substation functions, strong functional support for substation communication
- Easy Integration
- Interoperability
- Straightforward for design, specification, configuration, setup, and maintenance meaning lower cost of installation, configuration and maintenance
- Intuitive hierarchical and structured device and data modeling and naming, standardized naming conventions, self-describing devices, automatic object discovery
- Configuration file formats eliminate device dependencies and tag mapping and enable exchange of device configuration
- Fast communication, higher performance multi-cast messaging

ReLab IEC-61850 MMS OPC Device Driver

ReLab OPC Server has an advanced architecture with ability to plug-in multiple drivers supporting multiple protocols into one instance of the OPC Server.

ReLab's IEC-61850 OPC device driver fully addresses the need of collecting, processing and analyzing IEC-61850 (MMS) data.

This manual will assist you in configuring communications between IEC-61850 compliant devices (IED's) and ReLab's IEC-61850 MMS OPC Device Driver.

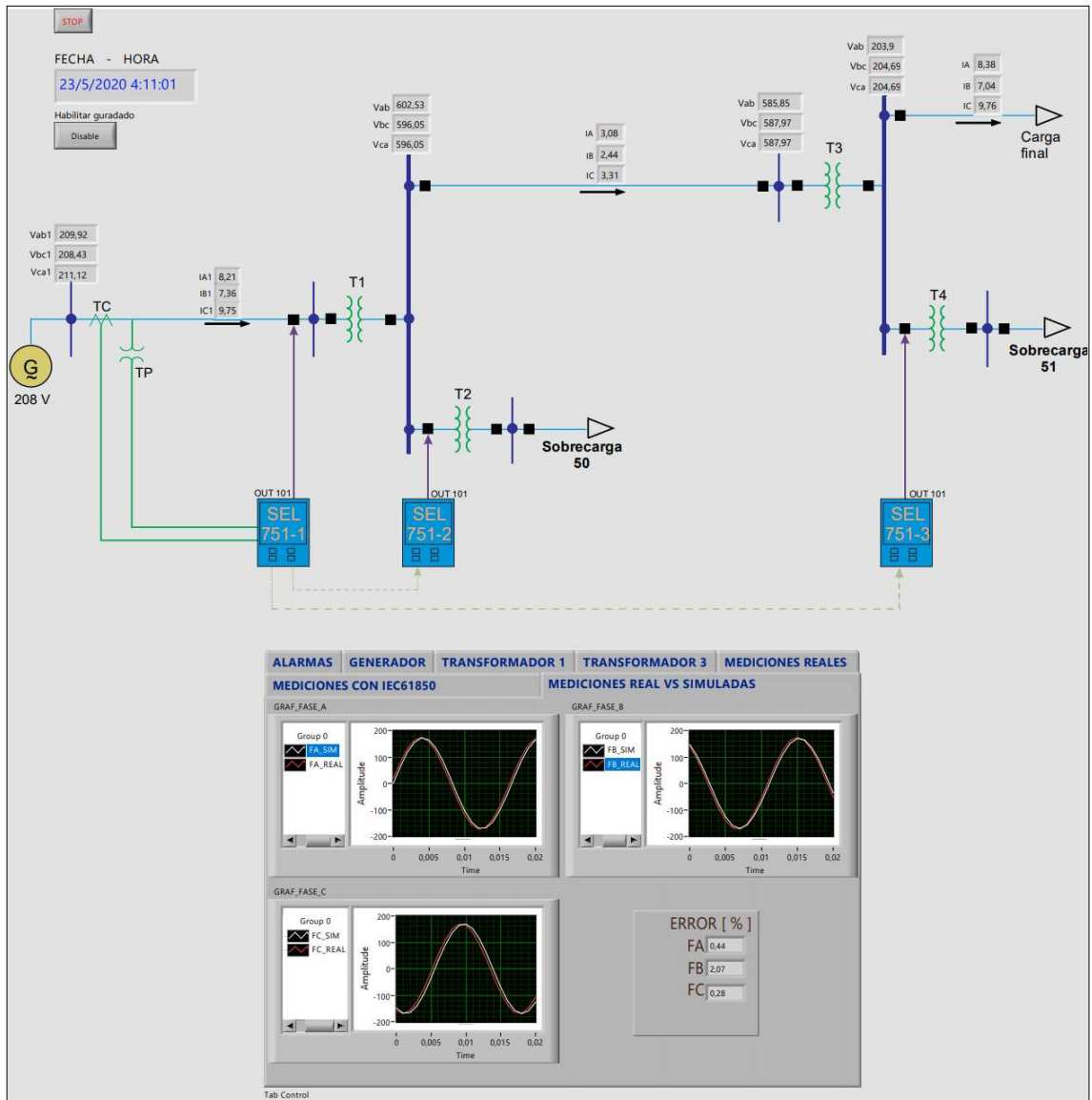
ANEXO 3: TABLA DE TENSIÓN POR FASES MEDIDOS EN EL GENERADOR UTILIZANDO ANALIZADOR DE REDES
MERLYN GERIN PM700

Time - FASE A	Amplitud - FASE A	Time - FASE C	Amplitud - FASE C	Time - FASE B	Amplitud - FASE B
0	0	0	149,867	0	-149,121
0,001	62,6766	0,001	107,49	0,001	-170,343
0,002	116,55	0,002	50,0173	0,002	-167,641
0,003	154,055	0,003	-14,4805	0,003	-141,394
0,004	169,923	0,004	-76,9446	0,004	-95,2887
0,005	161,926	0,005	-128,602	0,005	-35,8004
0,006	131,187	0,006	-162,198	0,006	28,716
0,007	82,023	0,007	-173,013	0,007	89,1993
0,008	21,3391	0,008	-159,529	0,008	137,155
0,009	-42,3417	0,009	-123,64	0,009	165,847
0,01	-100,076	0,01	-70,3862	0,01	171,247
0,011	-143,755	0,011	-7,24663	0,011	152,596
0,012	-167,243	0,012	56,9107	0,012	112,513
0,013	-167,243	0,013	113,075	0,013	56,6277
0,014	-143,755	0,014	153,358	0,014	-7,21058
0,015	-100,076	0,015	172,103	0,015	-70,0361
0,016	-42,3417	0,016	166,676	0,016	-123,025
0,017	21,3391	0,017	137,84	0,017	-158,736
0,018	82,023	0,018	89,6451	0,018	-172,153
0,019	131,187	0,019	28,8595	0,019	-161,391
0,02	161,926	0,02	-35,9793	0,02	-127,962
0,021	169,923	0,021	-95,765	0,021	-76,5619
0,022	154,055	0,022	-142,101	0,022	-14,4085
0,023	116,55	0,023	-168,479	0,023	49,7685
0,024	62,6766	0,024	-171,195	0,024	106,956
0,025	6,52E-11	0,025	-149,867	0,025	149,121
0,026	-62,6766	0,026	-107,49	0,026	170,343
0,027	-116,55	0,027	-50,0173	0,027	167,641
0,028	-154,055	0,028	14,4805	0,028	141,394
0,029	-169,923	0,029	76,9446	0,029	95,2887
0,03	-161,926	0,03	128,602	0,03	35,8004
0,031	-131,187	0,031	162,198	0,031	-28,716
0,032	-82,023	0,032	173,013	0,032	-89,1993
0,033	-21,3391	0,033	159,529	0,033	-137,155
0,034	42,3417	0,034	123,64	0,034	-165,847
0,035	100,076	0,035	70,3862	0,035	-171,247
0,036	143,755	0,036	7,24663	0,036	-152,596
0,037	167,243	0,037	-56,9107	0,037	-112,513
0,038	167,243	0,038	-113,075	0,038	-56,6277
0,039	143,755	0,039	-153,358	0,039	7,21058
0,04	100,076	0,04	-172,103	0,04	70,0361
0,041	42,3417	0,041	-166,676	0,041	123,025
0,042	-21,3391	0,042	-137,84	0,042	158,736
0,043	-82,023	0,043	-89,6451	0,043	172,153

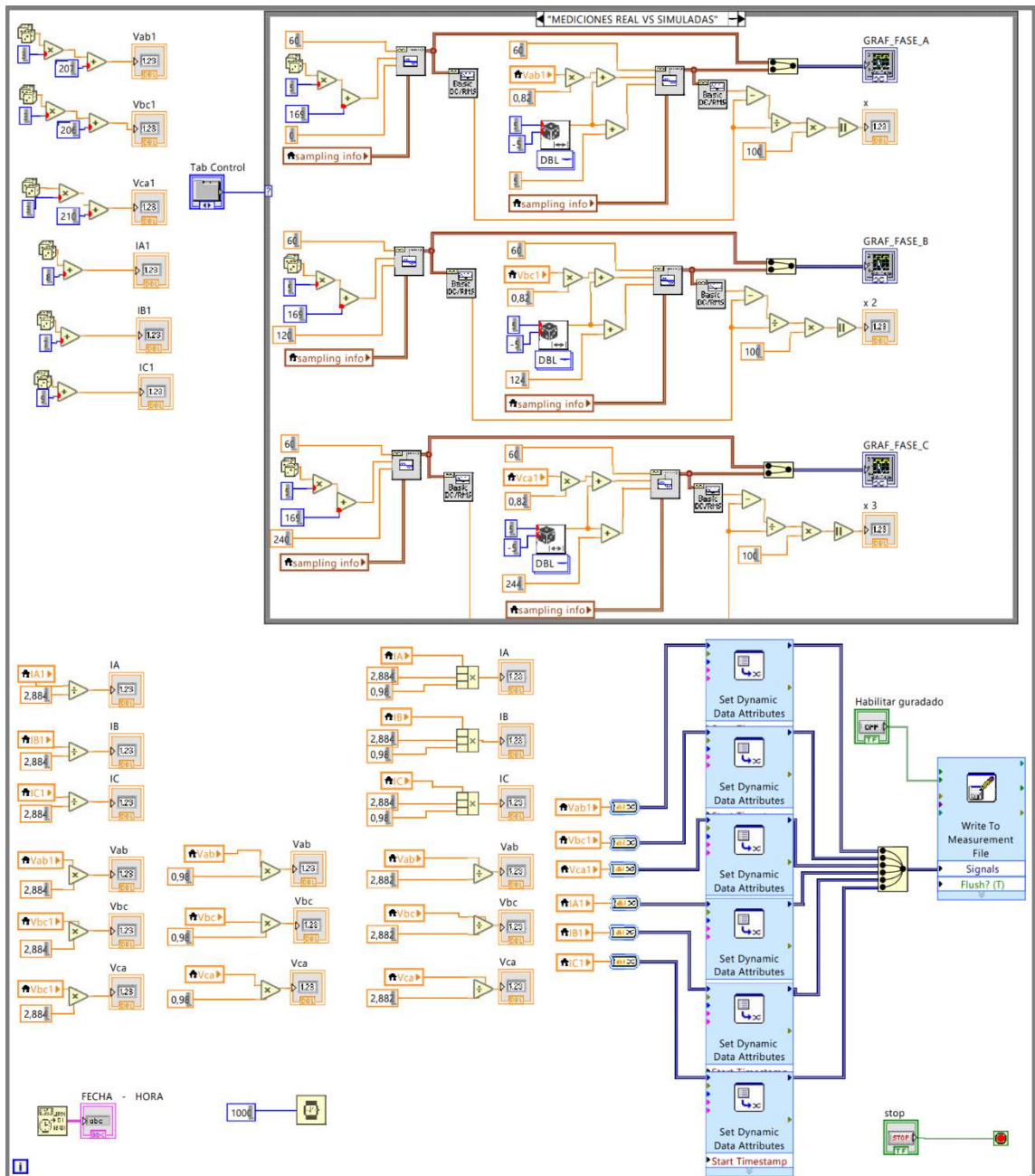
0,044	-131,187	0,044	-28,8595	0,044	161,391
0,045	-161,926	0,045	35,9793	0,045	127,962
0,046	-169,923	0,046	95,765	0,046	76,5619
0,047	-154,055	0,047	142,101	0,047	14,4085
0,048	-116,55	0,048	168,479	0,048	-49,7685
0,049	-62,6766	0,049	171,195	0,049	-106,956
0,05	0	0,05	149,867	0,05	-149,121
0,051	62,6766	0,051	107,49	0,051	-170,343
0,052	116,55	0,052	50,0173	0,052	-167,641
0,053	154,055	0,053	-14,4805	0,053	-141,394
0,054	169,923	0,054	-76,9446	0,054	-95,2887
0,055	161,926	0,055	-128,602	0,055	-35,8004
0,056	131,187	0,056	-162,198	0,056	28,716
0,057	82,023	0,057	-173,013	0,057	89,1993
0,058	21,3391	0,058	-159,529	0,058	137,155
0,059	-42,3417	0,059	-123,64	0,059	165,847
0,06	-100,076	0,06	-70,3862	0,06	171,247
0,061	-143,755	0,061	-7,24663	0,061	152,596
0,062	-167,243	0,062	56,9107	0,062	112,513
0,063	-167,243	0,063	113,075	0,063	56,6277
0,064	-143,755	0,064	153,358	0,064	-7,21058
0,065	-100,076	0,065	172,103	0,065	-70,0361
0,066	-42,3417	0,066	166,676	0,066	-123,025
0,067	21,3391	0,067	137,84	0,067	-158,736
0,068	82,023	0,068	89,6451	0,068	-172,153
0,069	131,187	0,069	28,8595	0,069	-161,391
0,07	161,926	0,07	-35,9793	0,07	-127,962
0,071	169,923	0,071	-95,765	0,071	-76,5619
0,072	154,055	0,072	-142,101	0,072	-14,4085
0,073	116,55	0,073	-168,479	0,073	49,7685
0,074	62,6766	0,074	-171,195	0,074	106,956
0,075	0	0,075	-149,867	0,075	149,121
0,076	-62,6766	0,076	-107,49	0,076	170,343
0,077	-116,55	0,077	-50,0173	0,077	167,641
0,078	-154,055	0,078	14,4805	0,078	141,394
0,079	-169,923	0,079	76,9446	0,079	95,2887
0,08	-161,926	0,08	128,602	0,08	35,8004
0,081	-131,187	0,081	162,198	0,081	-28,716
0,082	-82,023	0,082	173,013	0,082	-89,1993
0,083	-21,3391	0,083	159,529	0,083	-137,155
0,084	42,3417	0,084	123,64	0,084	-165,847
0,085	100,076	0,085	70,3862	0,085	-171,247
0,086	143,755	0,086	7,24663	0,086	-152,596
0,087	167,243	0,087	-56,9107	0,087	-112,513
0,088	167,243	0,088	-113,075	0,088	-56,6277
0,089	143,755	0,089	-153,358	0,089	7,21058
0,09	100,076	0,09	-172,103	0,09	70,0361
0,091	42,3417	0,091	-166,676	0,091	123,025
0,092	-21,3391	0,092	-137,84	0,092	158,736
0,093	-82,023	0,093	-89,6451	0,093	172,153

0,094	-131,187	0,094	-28,8595	0,094	161,391
0,095	-161,926	0,095	35,9793	0,095	127,962
0,096	-169,923	0,096	95,765	0,096	76,5619
0,097	-154,055	0,097	142,101	0,097	14,4085
0,098	-116,55	0,098	168,479	0,098	-49,7685
0,099	-62,6766	0,099	171,195	0,099	-106,956
0,1	0	0,1	149,867	0,1	-149,121

ANEXO 4: INTERFAZ HOMBRE MAQUINA (HMI) DEL PROYECTO DISEÑADO EN LABVIEW – PANEL FRONTAL



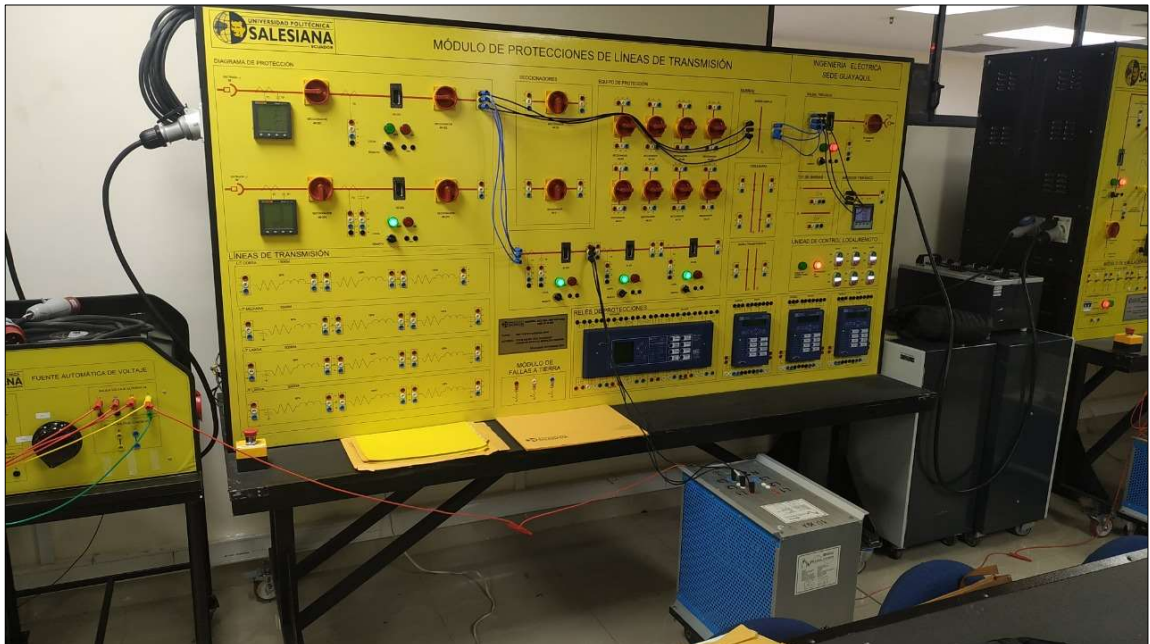
ANEXO 5: DIAGRAMA DE BLOQUES DISEÑO DEL INTERFAZ DESARROLLADO EN LABVIEW.



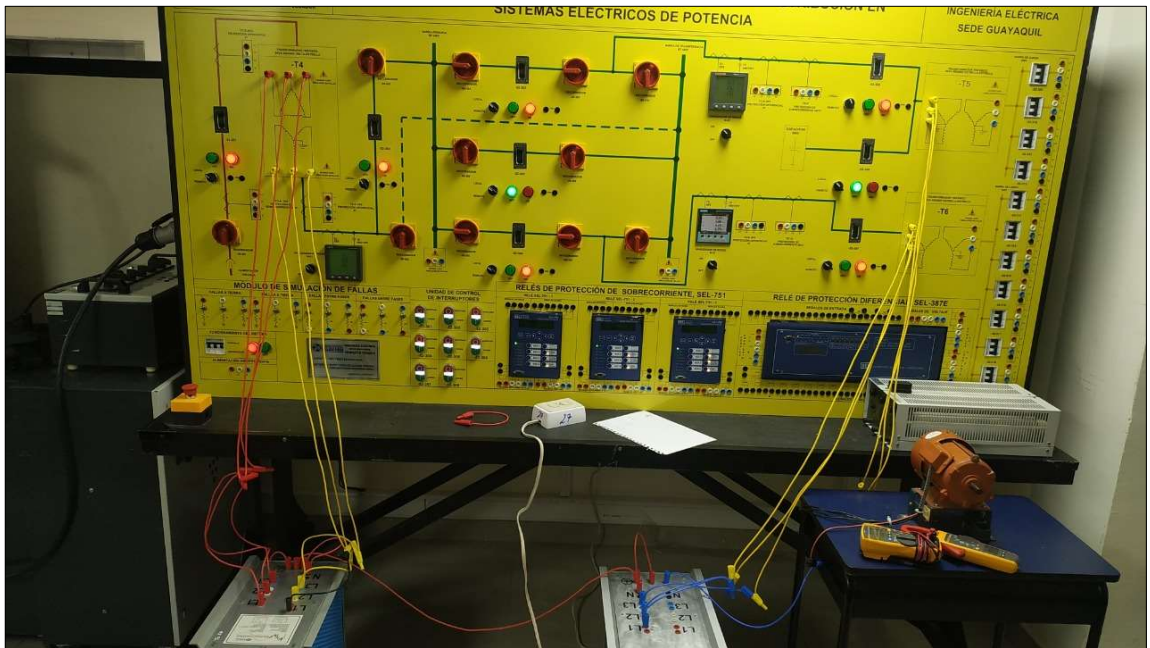
ANEXO 6: CABLEADO EN EL MÓDULO DE GENERACIÓN



ANEXO 7: CABLEADO EN EL MÓDULO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN



ANEXO 8: CABLEADO EN EL MÓDULO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN



ANEXO 9: LECTURA DE DATOS EN EL MÓDULO DE COMUNICACIONES

